

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

PABLO ANDRÉS GALVIS URÁN

**DEFINIÇÃO DAS NECESSIDADES DE RESERVA
OPERACIONAL UTILIZANDO OS CONCEITOS DE VAR E
CVAR EM SISTEMAS HIDRO-TÉRMICO-EÓLICOS.**

**Florianópolis
2015**

Pablo Andrés Galvis Urán

**DEFINIÇÃO DAS NECESSIDADES DE RESERVA
OPERACIONAL UTILIZANDO OS CONCEITOS DE VAR E
CVAR EM SISTEMAS HIDRO-TÉRMICO-EÓLICOS.**

Dissertação submetida ao
Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau
de Mestre em Engenharia
Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto
da Rosa, Ph.D.

Coorientador: Prof. Leonardo
Bremermann, Ph.D.

Florianópolis
2015

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Urán, Pablo Andrés Galvis

Definição das necessidades de reserva operacional
utilizando os conceitos de VAR e CVAR em sistemas Hidro
Térmico-Eólicos / Pablo Andrés Galvis Urán ; orientador,
Mauro Augusto da Rosa ; coorientador, Leonardo
Bremermann. - Florianópolis, SC, 2015.
166 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Reserva operacional. 3.
Confiabilidade. 4. Geração Eólica. 5. Simulação de Monte
Carlo. I. da Rosa, Mauro Augusto . II. Bremermann,
Leonardo . III. Universidade Federal de Santa Catarina.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Hoja para firmas

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradecido com todas as bênçãos que tenho recebido de Deus ao longo da minha vida.

Segundo com a minha família Galvis Urán, minha mãe Nelly, meu pãe Alveiro, meu irmão mais velho Alejandro, minha irmã Paola e o meu outro irmão Roman e os meus sobrinhos Miguel e Sofia. Na qual tenho aprendido que na vida só se conseguem as coisas com persistência, paciência, dedicação e um forte desejo de superação.

Terceiro, a todas as pessoas e entidades que de alguma maneira colaboraram com a realização desta grande aventura, a qual se convirto em um dos objetivos mais importantes da minha vida. Iniciando com IEB uma das empresas de consultoria mais importantes da Colômbia, onde comece a minha vida profissional e onde tenho apreendido muito sobre a Engenharia. A minha tia Martha, o senhor Rodrigo pela ajuda na consecução dos requisitos para poder estar em Florianópolis. A os professores Jorge Hernan e o professor Fernando Villada e de forma geral a UdeA pela formação como Engenheiro Eletricista.

Ao meu caro orientador Mauro A. Rosa e co-orientador Leonardo B., pela confiança e ajuda na consecução deste trabalho.

A os meus amigos que sempre me apoiaram na desição de realizar este imenso projeto. Edwin, Gustavo, Tuto, Andrés, Lineth, Nelson, Danny, Ruben, Julio, Ricardo's, Mauricio's, Don Jaime B. y Jaime P., Robin's, Monica's, Wilmar, Heticor, Santiago's, Cañola, Jechu, Irma, Claudia P., Lina E., Aleja, Tati's, Ana's, Daniel, Piñeros, Soto's, Rolando, Yenifer.....

As pessoas do meu bairro Niquia, especialmente aos do endereço da Avenida 48.

Ao LabPlan por dar-me um espaço para poder realizar as tarefas pertinentes na consecução do mestrado. Proffesores Decker, Erlon, Victor. Os colegas da turma e do laboratório, Marco, Brunno, Deysy, Dianne, Erika, Fernanda, Brigida, Andreia, Ernani, Rodolfo's, Don Jorge, Felipe, Dante, Hector, Guilherme's, Tenfen, Paulo's, senhora Lucia, Ivo, Murilo, Marcelo's, Rafael's.

Ao LabsPot, professor Simões, Aguinaldo, Jakeline, Diego. Colegas Cesar, Victor, Jose, Humberto, Estone, Kauana, Sara, Guido.

De uma maneira geral a UFSC e ao RU que sempre nos manteve cheios para suportar com otimismo o ritmo dos estudos.

As professoras de português Roberta, Marcia, Clarice, Dany, Cheche, Babel. Os demais colombianos e pessoas de outras

nacionalidades que conheci no tempo de permanência em Brasil, Don Carlos, Senhora Iara, Luisa, Jaime's, Nando, Alex, Madeleine, Renzo, Julian, Sergio, Karina. O psicólogo Marcio e Tatiana, psiquiatra Werner, sem eles não teria terminado.

Para fechar e não sendo menos importante a os colegas da pelada da sexta Society PREC – Sextas 20:30 horas. Em especial Marcelo, Eto, Janh, Marcos, Misael, Nicolas, Jean, Thiago's, Leko, Leandro, Lucas, Alex, Cercena, Cirilo, Diego's, Fabiano, Filipy, João's, Jose, Juca, Rafael, Eduardo's.

Muito obrigado para todos a aos que possa esquecer, pela paciência, pela ajuda com o português e por compartilhar muitos bons momentos como os churrascos, trilhas, futebol.....

Grer sem ver....

Então Jesus lhe disse: “Por que me viu, você errou?
Felizes os que não viram e erraram”

João 20.29

É melhor ter companhia do que estar sozinho, porque maior é a recompensa do trabalho de duas pessoas. Se um cair, o amigo pode ajuda-lo a levantar-se. Mas pobre do homem que cai e não tem quem o ajude a levantar-se!

Eclesiastes 4.9-10

A sabedoria do homem lhe dá paciência; sua glória é ignorar as ofensas.

Provérbios 19.11

A oração de Jesus por você,

Minha oração não é apenas por eles. Rogo também por aqueles que erraram em mim, por meio da mensagem deles, para que todos sejam um, Pai, como tu estás em mim e eu em ti. Que eles também estejam em nós, para que o mundo veja que tu me enviaste”

João 17.20-21

RESUMO

O presente trabalho tem como foco o problema da reserva operacional de longo prazo dos SEE. Com o aumento da geração renovável, neste caso a geração eólica incrementa-se a variabilidade e as incertezas no SEE. O que leva a aceitação do risco na operação do SEE e também no atendimento no fornecimento da carga.

É neste sentido que são introduzidas as métricas de risco VaR e $CVaR$ com o objetivo de auxiliar a os planejadores dos SEE no que respeita ao desenho da flexibilidade do sistema de geração do SEE.

Aproveitando uma das vontades ou características da SMCS em na providência das distribuições de probabilidade das variáveis inseridas no problema da reserva operacional de longo prazo é feito os respectivos cálculos e análises destas distribuições para explorar e caracterizar o SEE no que respeita a quantificação da reserva operacional de longo prazo.

A presente metodologia é aplicada ao sistema teste de avaliações de confiabilidade IEEE-RTS-96HW gerando resultados adequados em dito sistema.

Palavras-chave: Simulação de Monte Carlo Sequencial, Risco, Reserva Operacional, probabilidade, confiabilidade, modelos de Markov, energia eólica, programação lineal.

ABSTRACT

The present work focuses on the problem of operating reserves of long-term of EES. With increasing renewable generation, wind power generation in this case, is increased variability and uncertainties in the EES. Which leads to acceptance of the risk in the Electric Energy System (EES) operation and also in the service provider charge.

In this sense it is introduced the VaR and CVaR risk metrics in order to assist the planners of the EES as regards the design of the flexibility of the EES generation system.

Taking advantage of the goodness or characteristics of the Sequential Monte Carlo Simulation (MCS) in the providence of the probability distributions of the variables inserted in the problem of long-term operating reserve is made their calculations and analysis of these distributions to explore and characterize the EES as regards quantification the long-term operating reserve.

This methodology is applied to the assessment test system IEEE-RTS-96HW reliability producing adequate results in this system.

Keywords: Sequential Monte Carlo Simulation, Risk, Operational Reserve, probability, reliability, Markov Models, Wind Power, Linear Programming.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Capacidades de potência eólica no mundo.	22
Figura 2. Distribuições de probabilidade individual e cumulativa da reserva operacional, RS+RT.	25
Figura 3 – Modelo de Risco para avaliação da capacidade de geração.	31
Figura 4 – Modelo de barramento único para o modelo HL 1.	31
Figura 5. Alocação dos diferentes tipos de reserva pela Tennet de Holanda.	35
Figura 6. Avaliação da Reserva Operacional.	42
Figura 7. Regulação da frequência dentro da zona da UCTE.	45
Figura 8. Reserva secundária e Reserva terciária (Reserva minuto).	48
Figura 9. Mobilização das Reservas primária, secundária e Reserva terciária (Reserva minuto).	48
Figura 10. Áreas de controlo e operadores de rede Alemães.	52
Figura 11. Evolução da capacidade de substituição da produção convencional.	54
Figura 12. Principais elementos do Value-at-Risk.	64
Figura 13. Métodos de estimação do Value-at-Risk (VaR).	65
Figura 14 – VaR para uma distribuição de perdas.	66
Figura 15 – Comparação entre VaR e $CVaR$ de duas distribuições de probabilidade de ganho.	67
Figura 16 – $CVaR$ para uma distribuição de perdas.	67
Figura 17 – Modelo a dois estados.	75
Figura 18 – Modelo a múltiplos estados.	75
Figura 19 – Ciclo de falha e reparo de uma unidade de geração.	75
Figura 20 – Ciclo de operação de duas unidades de geração.	76
Figura 21 Exemplo da comparação da previsão da carga com a carga real mais o desvio de curto-prazo.	78
Figura 22 – Ilustração das diferentes funções densidade de probabilidade. No eixo x está o módulo do erro de previsão de potência eólica em p.u. $[0,1]$. A distribuição normal mostrada tem $\mu = 0.5$ e $\sigma = 0.2$. A distribuição beta tem parâmetros $\alpha = \beta = 5$. A distribuição Weibull é mostrada com $k = 5$ e $\lambda = 0.5$. A distribuição de Cauchy tem parâmetros $x_0 = 0.5$ e $\gamma = 0.05$	80

Figura 23. Processo de avaliação da reserva estática.	81
Figura 24. Processo de avaliação da reserva operacional.....	82
Figura 25. Processo do modelo JRESERVE.....	90
Figura 26. Processo de definição de reserva operacional.....	91
Figura 27. Obtenção de ROper no processo de simulação para cada hora do dia por ano.	93
Figura 28. Calculo da distribuição de probabilidade de ROper e cálculo do <i>VaR</i> e <i>CVaR</i> para cada hora do dia e ano n.	93
Figura 29. Processo geral de obtenção do valor de ROper	94
Figura 30. Complementaridade na Implementação do controle terciário sobre o controle secundário ante um evento no SEE.....	95
Figura 31. Requerimentos de reserva.....	98
Figura 32. Composição do sistema de geração original do sistema IEEE-RTS-96 em (MW).	102
Figura 33. Composição da geração do sistema IEEE RTS-96HW em (MW).	104
Figura 34. Séries hídricas do IEEE RTS 96 HW em (p.u.).	107
Figura 35. Séries do vento adicionadas ao IEEE RTS 96 HW em (p.u.).	108
Figura 36. Série de carga do sistema teste IEEE-RTS96HW em (p.u.).	108
Figura 37. Reserva Operacional positiva ou para cima – Distribuição de probabilidade individual para $R1 = 85$, $R2 = 315$, $R3 = 1.140$ MW. Sem incertezas.	112
Figura 38. Critério de reserva operacional (Reserva secundária <i>VaR</i> e reserva terciária <i>CVaR</i>).	115
Figura 39. Valores da LOEE com sua probabilidade individual.	116
Figura 40. Distribuição de probabilidade individual e acumulativa da LOEE.	116
Figura 41. Exigências de potência escalada e reserva operacional para a operação do sistema.	125
Figura 42. Variação do índice $LOLP_{OPE}$ com respeito ao tempo de convergência do processo de simulação.	140
Figura 43. Variação do índice $LOLP_{OPE}$ com respeito a RO. Incrementando a RT e deixando constante a RS em 180 MW. Incerteza da carga 1%.	141

Figura 44. Variação do índice LOLP _{OPe} com respeito a R _{oper} . Variação da R _s deixando constante a R _T em 1.140 MW. Incerteza da carga 1%.	142
Figura 45. Variação incremental do VaR e LOLP com o aumento da incerteza na carga para o caso base. R ₁ =85, R ₂ =315 e R ₃ =1.140 MW.	146
Figura 46. Custo de despacho com e sem reservas.	149
Figura 47. a) Participação das tecnologias de geração em Portugal - 2013 (%). b) Produção por bombagem e saldo importador.	152
Figura 48. a) Excesso de produção eólica. b) Bombagem hidroelétrica	153
Figura 49. a) Participação das tecnologias de geração em Espanha - 2013 (%).	154

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Tempo de ativação da reserva na área de controle da UCTE.	46
Tabela 2. Nomenclatura utilizada para designar a reserva secundária.	49
Tabela 3. Tempos de mobilização e disponibilização de reserva secundária para diferentes países.	50
Tabela 4. Equivalências das reservas entre o CAISO e a UCTE.	55
Tabela 5. Resumo das regras identificadas em cada País.	60
Tabela 6 Relação entre as variáveis do processo de simulação.	89
Tabela 7 Exemplo ilustrativo do requerimento de reserva operacional.	96
Tabela 8 Requerimento de reserva operacional para cima.	97
Tabela 9 Dados determinísticos (a) e estocásticos (b) da geração normal e da geração eólica (U2).	106
Tabela 10 Validação do algoritmo para a reserva estática do IEEE-RTS96HW. ...	109
Tabela 11 Avaliação para a reserva estática do IEEE-RTS-96H.	110
Tabela 12 Avaliação para a reserva operacional do IEEE-RTS96HW para $R1= 85$, $R2= 315$, $R3=1.140$ MW. Caso base sem incerteza na carga.	111
Tabela 13. Valores de requerimento da reserva operacional de longo prazo.	114
Tabela 14. Reserva secundária obtida com diferentes formulas para o sistema IEEE RTS 96 HW.	118
Tabela 15. Configurações dos casos inicialmente simulados com incertezas de 1 em curto e longo prazo respectivamente.	119
Tabela 16. a) Simulação do caso Base 1, caso UCTE 2, Caso Heurístico 3. b) Reprocesso de simulação dos casos apresentados com valores da R_{Oper} mais adequados.	120
Tabela 17. Diminuição dos valores de $R_s = VaR$ e $R_t = CVaR$ logo de ser calculado o VaR e o $CVaR$ para os criterios determinísticos, heurísticos.	121
Tabela 18. Simulação variando series hídricas e Eólicas.	129
Tabela 19. Simulação com valores mais adequados da $R2$ e $R3$, caso 11 e caso 12 para os cenários de variação das séries.	130
Tabela 20. Simulação com valores mais adequados da $R2$ e $R3$, caso 13 e caso 14 para os cenários de variação das séries.	131

Tabela 21. Diminuição dos valores de $R_s = VaR$ e $R_t = CVaR$ logo de ser calculado o VaR e o $CVaR$ para os criterios de diminuição nos valores das séries dos recursos primários.....	132
Tabela 22. Verificação da necessidade de R_3	138
Tabela 23. Simulação com incertezas na carga de 2 e 1% de curto e longo prazo respectivamente. Caso 17) caso inicial, Caso18) R_{oper} obtida do caso 17. Caso Base 1 com incerteza na carga de 1%.....	143
Tabela 24. Simulação com incertezas na carga de 2 e 1% de curto e longo prazo respectivamente. Caso 19) caso inicial, Caso20) R_{oper} obtida do caso 17. Caso Base 1 com incerteza na carga de 1%.....	144
Tabela 25. Simulação com incertezas na carga de 2 e 1% de curto e longo prazo respectivamente. Caso 21) caso inicial, Caso22) R_{oper} obtida do caso 17. Caso Base 1 com incerteza na carga de 1%.....	145
Tabela 26 Diferentes casos para fazer analises econômico das reservas.....	149
Tabela 27 Avaliação para caso 1.	150
Tabela 28 Avaliação para caso 2.	150
Tabela 29 Avaliação para caso 3.	151

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEE	– Sistema de Energia Eléctrica.
ONS	– Operador Nacional do Sistema Elétrico.
SIN	– Sistema Interligado Nacional.
CEPEL	– Centro de Pesquisa de Energia Elétrica.
GWEC	– Global Wind Energy Council.
ENA	– Energia Natural Afluenta.
EPE	– Empresa de Pesquisa Energetica.
LOL	– do termo inglês Loss of Load.
ORR	– do termo inglês Outage Replacement Rate.
FOR	– do termo inglês Forced Outage Replacement.
LOLP	– do termo inglês Loss of Load Probability.
EPNS	– do termo inglês Expective Power Not Supply.
UHEs	–Unidades Hidrelétricas.
UTES	–Unidades Termelétricas.
CMO	–Custo Marginal de Operação.
CVAR	– do termo inglês Conditional Value at Risk.
IEEE	–do termo inglês Institute of Electrical and Electronics Engineers.
S	– Sul.
SE/CO	– Sudeste/Centro-Oeste.
N	– Norte.
NE	– Nordeste.
OR	– Operador de Red.
PL	– Programação Linear.
PJM	– Pennsilvânia-Jersey-Mariland.
Rp	– Reserva Primária.
Rs	– Reserva Secundária.
Rt	–Reserva Terciária.
R _{Oper}	–Reserva Operacional.
UK	–Reino Unido.
VAR	– do termo inglês Valor em Risco.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	21
1.1	OBJETIVOS	26
1.1.1	Objetivo geral.....	26
1.1.2	Objetivos específicos	27
2	ESTADO DA ARTE	29
2.1	CONCEITOS GERAIS SOBRE ADEQUAÇÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO NO SEE.	30
2.1.1	Avaliação da adequação da capacidade de geração no sistema de potência	30
2.2	RESERVAS DO SEE.....	32
2.2.1	Reserva estática de longo prazo	33
2.2.2	Reserva operacional de curto prazo	33
2.3	MÉTODOS PARA AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO NO SEE.....	35
2.3.1	Métodos determinísticos para definição da reserva	36
2.3.2	Métodos probabilísticos para determinação da reserva	37
2.4	AVALIAÇÃO DAS RESERVAS ESTÁTICA E OPERACIONAL DE LONGO PRAZO	39
2.4.1	Valores do índice LOLE em algumas partes do mundo.	39
2.4.2	Avaliação da reserva estática	40
2.4.3	Avaliação da reserva operacional de longo prazo	40
2.4.4	Descrição do modelo JRESERVE para o cálculo de R_{Oper}	41
2.5	MODELOS PARA R_{Oper} DE CURTO PRAZO.....	43
2.5.1	Definição de controle secundário pela UCTE	46
2.5.2	Definição de controle terciário pela UCTE.....	47
2.6	INCORPORAÇÃO DE MÉTRICAS DE RISCO NA DETERMINAÇÃO DO R_{Oper}	61
2.6.1	Métrica <i>Value-at-Risk</i> (VaR).....	63
2.2.1	Métrica <i>conditional-value-at-risk</i> (CVaR).....	67
2.7	APLICAÇÕES DE VAR E CVAR EM SEE	68
2.8	MÉTODOS DE SIMULAÇÃO	69

2.8.1	Simulação de Monte Carlo não-sequencial	70
2.8.2	Simulação de Monte Carlo sequencial	71
2.8.3	Simulação de Monte Carlo pseudo-sequencial.....	73
2.8.4	Simulação de Monte Carlo pseudo-cronológico.....	73
2.8.5	Simulação de Monte Carlo quase-sequencial.....	73
2.8.6	Métodos populacionais.....	73
2.8.7	Enfoque probabilístico baseado no modelo Markoviano	74
2.8.8	Índices de confiabilidade para avaliação HL 1	77
2.9	PREVISÃO DE CARGA.....	78
2.10	PREVISÃO DO ERRO DA POTÊNCIA EÓLICA	79
2.11	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	83
3	METODOLOGIA PROPOSTA	85
3.1	DESCRIÇÃO DO MODELO DAS INTERRUPÇÕES DAS UNIDADES DE GERAÇÃO.	85
3.2	DESCRIÇÃO DO MODELO DA INCERTEZA DA PREVISÃO DA DEMANDA	86
3.3	DESCRIÇÃO DO MODELO DE INCERTEZA DA PREVISÃO DE ENERGIA EÓLICA.....	87
3.4	MODELAGEM DAS NECESSIDADES DE RESERVAS	88
3.5	RELAÇÃO DE COMPROMISSO ENTRE A RESERVA SECUNDÁRIA E RESERVA TERCIÁRIA RÁPIDA	89
3.5.1	NOVO ENFOQUE PARA O CÁLCULO DA RESERVA OPERACIONAL ($RS + RT$) DE LONGO PRAZO.....	92
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	99
4	SIMULAÇÃO E RESULTADOS	101
4.1	DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS.....	102
4.1.1	Sistema teste de confiabilidade IEEE-RTS-96	102
4.2	DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS.	103
4.1.2	Sistema teste de confiabilidade IEEE-96 HW.	103
4.3	VALIDAÇÃO DO ALGORITMO.	109
4.4	SIMULAÇÃO DE DIFERENTES CENARIOS.....	117
4.4.1	Simulação considerando critérios determinísticos e heurísticos.	117

4.4.2	Simulação com variação nas séries hidrológicas.	127
4.4.3	Simulação com variação nas séries eólicas.....	134
4.4.4	Simulação com incerteza na carga de 2% e 1% para curto e longo prazo respectivamente.	142
4.4.5	Breve analises de custos das reservas.	148
4.4.6	Sistemas de geração reais	151
5	RECOMENDACIONES, CONCLUSÕES Y TRABALHOS FUTUROS. 157	
5.1	RECOMENDACIONES	157
5.2	CONCLUSÕES.....	157
5.3	TRABALHOS FUTUROS	158
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	159

1 INTRODUÇÃO

O SEE está composto por uma elevada variedade de componentes que fazem possível o fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Por sua vez, estes componentes apresentam em seu ciclo de utilização um comportamento que é representado em um desenho conhecido como a curva da banheira. No qual inicialmente os dispositivos apresentam uma elevada probabilidade de falhar que vai diminuindo até chegar a seu período de vida útil, onde é caracterizado por apresentar uma aleatoriedade em sua forma de falhar, no qual seu valor de taxa de falha será representado por um valor constante. Já por último, as peças irão entrar em uma região onde sua taxa de falha será cada vez maior com o passar do tempo e uso do componente. A taxa de falha aqui assumida estará na região de vida útil o que traz como consequência o modelamento dos seus componentes pela distribuição exponencial.

Com isto pode-se notar já a incerteza intrínseca que traz o SEE, além da sazonalidade das fontes primárias como água. O que leva o reconhecimento do risco no fornecimento da carga. É neste sentido que são quantificados os requisitos de reserva operacional necessários para garantir o funcionamento do SEE. Estes níveis de reserva podem ser calculados por meio de métodos determinísticos ou probabilísticos.

Os métodos determinísticos têm mostrado muitas vantagens já que são rápidos, simples e têm surgido pela experiência dos OR ao longo do processo de operação dos SEE. Assim não capturam toda a diversidade de situações que podem ocorrer no contexto da exploração do SEE. Apresentando diferenças importantes do ponto de vista do tratamento das questões relacionadas com a perda de carga, não refletindo a natureza estocástica do comportamento do SEE (DUQUE FERNANDES, 2009).

Já com o advento das energias renováveis como neste trabalho é a geração eólica, cuja fonte primária é ainda mais incerta (e.g. Vento) é notado que os métodos determinísticos discrepam mais com a realidade do SEE. É por este motivo que na atualidade os métodos probabilísticos vêm ganhando cada vez um melhor acolhimento na comunidade científica e nas empresas de energia elétrica.

Assim com o inevitável aumento da demanda elétrica, as dificuldades da utilização do petróleo, uma exigência ambiental extremista no mundo, e possíveis restrições técnico-econômicas dos SEE, muitos países têm optado pela implementação da energia renovável, sendo a energia eólica a mais popular destas. Define-se Fonte

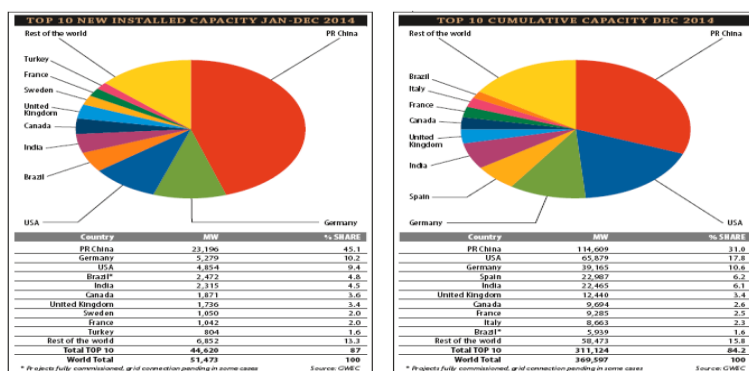
de Energia Renovável como qualquer recurso energético naturalmente regenerativo em uma escala de tempo curto que é diretamente derivado do sol (tal como térmica solar e fotovoltaica), indiretamente derivada do sol (como eólica, hidroelétrica e energia armazenada na biomassa), ou de outros mecanismos e movimentos do ambiente (como geotérmica e energia oceânica) (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010).

As severas restrições que apresentam as fontes hidráulicas com respeito ao meio ambiente tem limitado seu aproveitamento, voltando à energia eólica como a principal solução para o crescimento do fornecimento de energia elétrica.

A energia renovável é importante, já que esta não faz emissão de gás carbônico na atmosfera produzindo eletricidade limpa para o meio ambiente diminuindo o aquecimento global cumprindo com o estabelecido no protocolo de Kyoto para as nações unidas no marco da convenção sobre mudança climática. Outro desafio da energia eólica é converte-se em uma energia segura para o fornecimento do SEE uma vez que é um recurso abundante.

Na última década a participação das fontes de energia renováveis nos portfólios de geração, nomeadamente a energia eólica, tem aumentado significativamente. Em 2014, a capacidade mundial de produção eólica era de 369.6 GW. Estima-se que em 2019 este valor aumente para 666.1 GW (GWEC, 2014). No Brasil, a capacidade instalada em 2012 era de 1.805 MW, o que representava 1,5% do portfólio de geração do país. O objetivo para 2022 é de 17.4 GW, aumentando a participação da produção eólica de 1,5% para 9,5% (EPE, 2013).

Figura 1. Capacidades de potência eólica no mundo.



Fonte. (GWEC, 2014)

O aumento da participação de fontes de energia renováveis, como a energia eólica, torna o problema do planejamento futuro dos sistemas de energia elétrica mais complexa. A principal razão é que o número de variáveis aleatórias do sistema aumenta. Esta característica é devida à flutuação dos recursos primários, tal como o vento, que deve ser levada em conta na avaliação das definições de reservas estática e operacional de curto e longo-prazo.

De maneira geral, técnicas analíticas têm sido utilizadas para abordar a avaliação das necessidades de reserva de geração. Entretanto, é de conhecimento comum que o impacto de fontes de energia renováveis nos sistemas de geração é mais bem representado através do uso de técnicas de simulação.

Para a medição apropriada do risco deve-se reconhecer a natureza da incerteza e estocasticidade dos parâmetros do SEE e optar pelos modelos probabilísticos como a base das novas metodologias.

Pelas questões supracitadas os métodos probabilísticos tornam-se a melhor ferramenta. Uns dos primeiros métodos probabilísticos surgido é o PJM. Uma vez que o nível de risco tem sido definido, o objetivo é estritamente mantê-lo o tempo que seja possível, a traves da programação da reserva operacional apropriada.

O índice de risco do sistema é a probabilidade que a capacidade de geração existente não satisfaça o fornecimento da demanda para um tempo t , em que o operador não pode substituir uma unidade quebrada ou inicializar uma nova. Por tanto, o índice que resulta representa uma medida da perda de carga (LOL) associada com a reserva de geração programada (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010).

A probabilidade de falha para uma unidade no intervalo $[0, T]$, e.g. $P_{\text{down}}(T)$, pode ser determinada por (BILLINTON e ALLAN, 1996),

$$P_{\text{down}}(T) = P(t_{\text{up}} \leq T) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (1)$$

Em que λ representa a taxa de falha da unidade de geração dada. Onde o processo de reparo é desprezado durante um tempo t . Se o calculo de $\lambda T \ll 1$, para um tempo de espera de até varias horas, logo $P_{\text{down}}(T) \approx \lambda T = \text{ORR}$ (Acrônimo em inglês). O produto λT é conhecido como taxa de substituição por avaria (ORR) e representa a probabilidade de que uma unidade falhe e esta não seja trocada durante o tempo de espera T (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010).

O parâmetro ORR é similar à taxa de interrupção forçada (FOR) (Acrônimo em inglês) utilizada em estudos de planeamento. A única diferença é que o ORR não é simplesmente uma característica fixa das unidades de geração, é uma quantidade dependente do tempo afetada pelo valor do tempo de espera que esta sendo considerado (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010).

Por tanto, é possível construir um modelo de capacidades de geração similar à tabela de probabilidade de capacidades disponíveis do sistema, a única diferença é que é utilizado o ORR em vez do parâmetro FOR (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010).

Os métodos probabilísticos são mais complexos, estes visam estimar a probabilidade de ocorrência de perda de carga para diferentes configurações do parque de geradores, efetuada a partir de dados históricos da disponibilidade dos diferentes grupos. Neste caso, a quantificação do volume de reserva operacional necessário é efetuada recorrendo ao cálculo de índices de confiabilidade, como a probabilidade de perda de carga (LOLP) ou a potência esperada não fornecida (EPNS) (DUQUE FERNANDES, 2009).

Estes índices são utilizados como indicadores da performance global do sistema e, em conjunto com considerações de ordem técnica e restrições de carácter económico, permitem quantificar níveis adequados de R.O.

O aumento rápido dos níveis de penetração da energia eólica a que se tem assistido nos últimos anos nalguns sistemas eléctricos do mundo, tem vindo a exigir a adopção de novas metodologias que permitam incorporar os efeitos da variabilidade da produção eólica para fornecer energia eléctrica aos consumidores de uma forma contínua, fiável e segura, sem recorrer ao apoio das unidades de geração convencional, que deverão estar ligadas à rede prontas para injetar potência caso seja necessário.

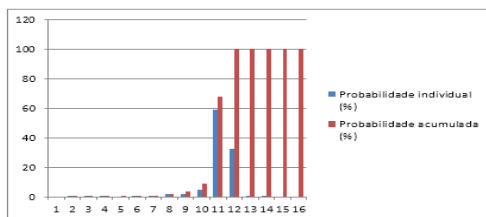
A fim de lidar com a flutuação da produção da energia eléctrica proveniente da variação do vento, utiliza-se e explora-se neste trabalho uma metodologia probabilística baseada no Método de Simulação de Monte Carlo Sequencial para avaliar a necessidade de reserva operacional de longo-prazo.

A reserva operacional é constituída pelo requisito de reserva secundária (R_S) mais o requisito de reserva terciária rápida (R_T). A avaliação da reserva operacional no longo-prazo é realizada pela equação teste (2,9), onde, (ΔL) é a incerteza associada à variação inesperada de carga, (ΔP_W) é a incerteza associada à variação da

disponibilidade de geração eólica e (ΔG) é a variação da geração associada às saídas não programadas das unidades geradoras.

Uma das contribuições principais deste trabalho está no desenvolvimento de uma metodologia para estimar o valor esperado do requisito de reserva operacional, o qual atualmente é definido através de regras heurísticas ou determinísticas.

Figura 2. Distribuições de probabilidade individual e cumulativa da reserva operacional, R_S+R_T .



A metodologia proposta é baseada nas técnicas de avaliação de risco Value-at-Risk (VaR) e Conditional Value-at-Risk (CVaR) e tem por objetivo definir o melhor trade-off entre os critérios das reservas secundária e terciária.

Observando as variáveis aleatórias (ΔL) , (ΔP_W) e (ΔG) , é possível estimar as necessidades de reserva operacional para compor estes desvios. Estas variáveis podem também ser observadas na forma de histogramas de distribuições de probabilidades individuais $f(x)$ e cumulativas $F(x)$, sendo x o somatório das variáveis aleatórias supracitadas. A Figura 1 ilustra as necessidades da reserva operacional através de histogramas de distribuições de probabilidades do sistema teste IEEE-RTS 96 HW.

Sendo X uma variável aleatória que representa a soma das variáveis supracitadas, em um determinado momento t , esta pode ser escrita como uma função de probabilidade com possíveis valores x_1, x_2, \dots, x_n para um determinado período. Portanto, os critérios de reserva secundária (S_{RC}) e terciária (T_{RC}) podem ser calculados através das seguintes equações:

$$S_{RC\alpha}(X) = \min \{ x \mid F(x) \geq \alpha \} \text{ MW}$$

$$T_{RC\alpha}(X) = \min \{ x \mid \alpha < F(x) \leq \delta \} \text{ MW}$$

onde (S_{RC}) de X (MW) associado ao intervalo de confiança $\alpha \in]0,1[$ é dado pelo valor mínimo de x , tal que a função de probabilidade cumulativa avaliada em x seja maior ou igual a α . O T_{RC} de X (MW) associada ao intervalo de confiança $\delta \in]0,1[$ é representado pelo mínimo valor de x , tal que a função cumulativa avaliada em x seja menor ou igual a δ , este sendo maior que α . A implementação desta metodologia está condicionada à capacidade disponível de reservas secundária e terciária. Entretanto, esta metodologia pode ser vista como uma alternativa para estimar o melhor trade-off entre as reservas secundária e terciária, resultando num melhor equilíbrio e valor econômico entre estes requisitos.

Os resultados obtidos utilizando regras determinísticas e heurísticas confrontadas com a metodologia proposta, no sistema teste IEEE-RTS-96-HW confirmam o bom desempenho da metodologia (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010).

1.1 OBJETIVOS

A fim de lidar com a flutuação de energia que vem das incertezas do vento, este trabalho explora e aplica uma metodologia probabilística baseada na simulação de Monte Carlo Sequencial Cronológica (SMCS) para avaliar os requerimentos de reserva operacional de longo prazo do sistema de geração considerando energia eólica. A linguagem computacional onde será acompanhado e desenvolvido o trabalho é JAVA. A ideia é por meio do modulo de programa desenvolvido estudar os indicadores de confiabilidade tradicional quando se tem uma grande parcela de fontes de energia renovável, como neste caso é a energia eólica. Além de implementar uma metodologia para o cálculo dos valores adequados para a reserva secundária ou girante e para a reserva terciária rápida o qual se baseia nas métricas de gestão de risco *Value at Risk* (*VaR*) e *Conditional Value at Risk* (*CVaR*).

1.1.1 Objetivo geral

A principal contribuição deste trabalho está no desenvolvimento de uma metodologia para estimar o valor esperado do requisito de reserva operacional, o qual atualmente é definido através de regras heurísticas ou determinísticas através da SMCS.

1.1.2 Objetivos específicos

As seguintes questões servirão como guia para o desenvolvimento da pesquisa:

- Quais são as técnicas mais utilizadas para a definição da reserva operacional atualmente?
- O erro de previsão de potência eólica caracterizado pelo método da persistência é adequado ao propósito de simulação para a definição da reserva operacional?
- A modelização das necessidades de reserva conduz ao seu efetivo dimensionamento?
- A introdução das técnicas *VaR* e *CVaR* auxiliam na definição da reserva operacional?

Inicialmente será estudado o estado da arte de caracterização do erro em previsão eólica e seu impacto na definição da reserva operacional. A partir desse estudo pretende-se implementar um método de caracterização das necessidades de reservas utilizando as técnicas *VaR* e *CVaR*. A implementação dessas técnicas visam a sua integração em um software de simulação já existente. A partir desse passo de simulação, será realizada uma comparação com os métodos encontrados no estado da arte.

“Quanto maior for a incerteza em relação à confiabilidade real de qualquer instalação, maior o investimento desperdiçado”

(BILLINTON e ALLAN, 1996).

GIUSEEPE CALABRESE (1947)

2 ESTADO DA ARTE

Cobiçando a função básica dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) para atender os requerimentos do fornecimento de eletricidade aos consumidores com adequado nível de confiabilidade e qualidade, favorecendo sempre o fator econômico deste (BILLINTON e ALLAN, 1996) e com as incertezas que gera a inclusão das energias renováveis, como neste trabalho é a energia eólica, implementa-se um método de caracterização das necessidades de reserva secundária (R_S) e reserva terciária (R_T) chamado de reserva operacional de longo prazo (R_{Oper}) utilizando as técnicas de gestão de risco VaR e $CVaR$, de modo a alocar reserva de potência suficiente que permita manter certo nível de confiabilidade do SEE de forma a satisfazer os desvios no atendimento da carga, a incerteza na geração eólica e as saídas forçadas das unidades de geração apontando para o planejamento ao longo prazo e a avaliação do sistema atual para suportar com inclusão da geração eólica.

Devido ao aumento da eficiência computacional os métodos de simulação dominam as avaliações de confiabilidade (BILLINTON e ALLAN, 1996). Assim, por meio de algoritmos adequadamente adaptados para conter os critérios e as considerações que impõem as novas tecnologias, avalia-se utilizando a Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS) (BILLINTON e ALLAN, 1996), (BILLINTON e LI, 1994) o comportamento do sistema quando uma parcela de energia eólica é inserida nele.

Neste capítulo é apresentado o estado da arte, uma breve descrição dos conceitos básicos para entender o cálculo das reservas. Inicialmente são mostradas considerações gerais sobre a reserva, em seguida são detalhados os conceitos de reserva de curto prazo e de longo prazo. Depois é feita uma abreviada apresentação dos métodos determinísticos e probabilísticos para a definição da R_{Oper} .

É explicado o conceito no qual é baseado o estudo da R_{Oper} de longo prazo e apresentado diferentes modelos para seu cálculo em algumas partes do mundo. Por último são exibidas algumas aplicações das medidas de risco VaR e $CVaR$ no SEE, com uma breve explicação e considerações das medidas de gestão de risco.

2.1 CONCEITOS GERAIS SOBRE ADEQUAÇÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO NO SEE.

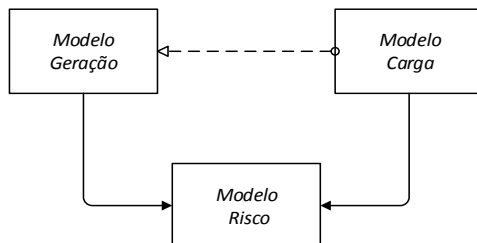
Os estudos de confiabilidade podem ser divididos em duas categorias, adequação da capacidade de geração e segurança do SEE. O conceito de adequação da capacidade de geração é geralmente considerado como a existência de suficientes instalações de geração de energia elétrica dentro do SEE para o atendimento do total da carga, assim este está ligado às condições estáticas que não incluem perturbações do SEE. Por outro lado, a segurança está relacionada à dinâmica, como a maneira em que o SEE responde a diferentes perturbações (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Os SEE modernos são complexos, altamente integrados e extensos. Mesmo com a capacidade atual dos computadores não é possível avaliar o sistema de potência como um só ente, porém, isto não é problema, uma vez que o SEE pode ser dividido em subsistemas apropriados, que podem ser estudados separadamente e assim obter melhores resultados. É com esta separação que surge o enfoque das zonas funcionais, as quais são: sistema de geração, sistema de transmissão e sistema de distribuição (BILLINTON e ALLAN, 1996). Estas zonas funcionais são comumente referidas como níveis hierárquicos (HL) para avaliação da confiabilidade, sendo que neste trabalho só nos referimos ao nível hierárquico HL 1. Este nível se refere à adequação da capacidade de geração para o atendimento da carga total do SEE, para uma melhor compreensão do leitor sobre os níveis hierárquicos e sua evolução (ROSA, 2009) (LEAL, 2014).

2.1.1 Avaliação da adequação da capacidade de geração no sistema de potência

O foco básico para avaliar a adequação da capacidade da geração de uma configuração de geradores consiste em três partes como é apresentado na Figura 3. Os modelos de geração e carga são combinados para formar o modelo de risco apropriado (BILLINTON e ALLAN, 1996), (BILLINTON e LI, 1994).

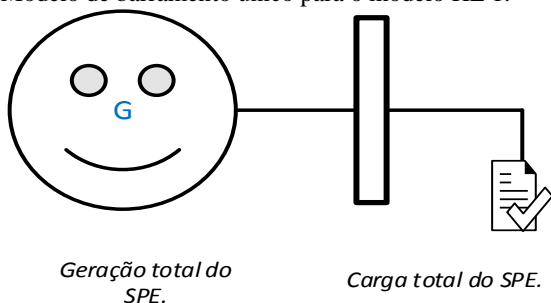
Figura 3 – Modelo de Risco para avaliação da capacidade de geração.



Fonte: (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Assim para formar dito modelo representa-se o sistema em suas condições habituais de operação onde a igualdade $P_g(t) = L(t)$, em que $P_g(t)$, é a potência gerada total e $L(t)$ é a carga no instante t que deve ser satisfeita (BILLINTON e ALLAN, 1996). Para avaliação da adequação da capacidade de geração à carga (HL 1) no SEE, tanto a rede de transmissão quanto a de distribuição são desconsiderados. Imediatamente, todos os geradores e cargas podem ser alocados na mesma barra, sendo as últimas normalmente agrupadas (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013). Quaisquer distúrbios que afetem o sistema, tanto do lado da carga quanto da geração, devem ser evitados. Esse modelo pode ser representado pela Figura 4, (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013) (BILLINTON e LI, 1994).

Figura 4 – Modelo de barramento único para o modelo HL 1.



Fonte: (BILLINTON e ALLAN, 1996), (BILLINTON e LI, 1994).

Fornecer uma quantidade excessiva de geração em um determinado instante implica em elevação dos custos de operação do sistema. Porém, uma quantidade menor que a necessária implica em cortes de carga. Nesse cenário um fator econômico entra em questão: quais as unidades de geração e suas potências que devem ser disponibilizados ao sistema para garantir a satisfação da carga, respeitando as restrições operacionais, e obter custo operacional mínimo. Devido à característica estocástica de alguns processos (como direção e velocidade dos ventos, quantidade de chuvas, falhas em equipamentos, entre outros) define-se um nível aceitável de risco de não alimentação da carga no sistema para tornar viável a operação (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013), (BILLINTON e ALLAN, 1996), (ROSA, 2009).

Tendendo a determinação do nível de risco de um sistema, realizam-se avaliações de confiabilidade. De acordo com (BILLINTON e ALLAN, 1996) e (BILLINTON e LI, 1994), a confiabilidade de um SEE pode ser vista como a capacidade que ele tem para dar cumprimento a suas funções em um determinado período de tempo; ou como está definida em (BILLINTON e ALLAN, 1992) a confiabilidade é a probabilidade de um dispositivo realizar suas funções adequadamente em um período de tempo projetado sob as condições operacionais encontradas. Notam-se nesta última definição os conceitos abordados nela como é probabilidade, desempenho adequado, tempo e condições operacionais. A probabilidade se refere às entradas numéricas para as avaliações de confiabilidade e também para o primeiro índice de adequação dos SEE (LOLP) (BILLINTON e ALLAN, 1992).

Tradicionalmente os estudos de confiabilidade consideram restrições de operação associadas aos requisitos de operação em regime permanente, sem considerar o seu comportamento dinâmico diante de perturbações.

2.2 RESERVAS DO SEE

Devido à característica aleatória de algumas variáveis dos SEE, como o comportamento da carga e variabilidade da geração eólica, quando é lidado com a operação, se deve disponibilizar de reservas de geração flexíveis (KIRSCHEN, MA, *et al.*, 2011) que garantam a estabilidade da rede em situações onde se convive com muitas incertezas: erros de previsão de diversas ordens, possíveis saídas por manutenção ou interrupções de unidades de geração ou linhas de transmissão, diminuição da inércia do sistema pelo desligamento de

grandes unidades geradoras ocasionadas pela inclusão das energias intermitentes. Por sua vez as reservas são divididas em: reserva operacional e reserva estática (SALES, 2009), (ROSA, 2009), (EHSANI, KARIMIZADEH, *et al.*, 2009).

2.2.1 Reserva estática de longo prazo

Estudos de reserva estática se referem à avaliação da adequação da capacidade de geração em longo prazo. Consistem em avaliar se a capacidade da geração está adequadamente dimensionada para alimentar a carga prevista do SEE e se as interrupções das unidades de geração tem um nível adequado de risco (BILLINTON e ALLAN, 1996), (BILLINTON e LI, 1994).

Habitualmente estudos de confiabilidade em sistemas de geração se referem a estudos de reserva estática. Isso leva a uma desconsideração do aspecto “dinâmico” do SEE, como tempos de resposta de unidades geradoras quando é feito seu dimensionamento o que dificulta a operação em curto prazo do sistema. Como um dos objetivos deste trabalho se refere à caracterização do erro de previsão de potência eólica para horizontes de uma hora, uma abordagem que considere esses fatores se faz necessária. Essa abordagem é a reserva operacional (R_{oper}) de longo prazo (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013), (BREMERMAN, 2014).

2.2.2 Reserva operacional de curto prazo

Durante a operação do SEE o montante da geração programada para o atendimento da demanda deve ser tal que o sistema tenha uma margem de reserva suficiente para suportar a perda de capacidade de geração, aumentos súbitos na demanda e variabilidade da potência eólica gerada, sem haver necessidade de corte de carga (SALES, 2009), (ROSA, 2009).

Os estudos de RO determinam a capacidade do sistema satisfazer a carga considerando-se a variabilidade nas condições de curto prazo do sistema, em outras palavras, pretende determinar a flexibilidade do sistema e avaliar o risco de escalonamento das unidades geradoras. Essa variabilidade é determinada pelas incertezas presentes no escalonamento das unidades, sendo que as mais importantes são os erros de previsão da carga e a imprevisibilidade de potência eólica gerada. Nesse contexto, é válida a definição de reservas primária ou de regulação, secundária ou girante, e terciária ou reposição, discutidas a seguir (ROSA, 2009), (SALES, 2009), (BREMERMAN, 2014).

A reserva primária ou reserva de regulação serve para dotar o sistema de capacidade que fazem frente às variações de frequência e níveis de tensão, através do uso de reguladores de velocidade nas unidades geradoras do sistema ou (CAG) com a finalidade de aumentar ou diminuir a potência gerada e assim manter o equilíbrio entre a geração e a demanda (SALES, 2009).

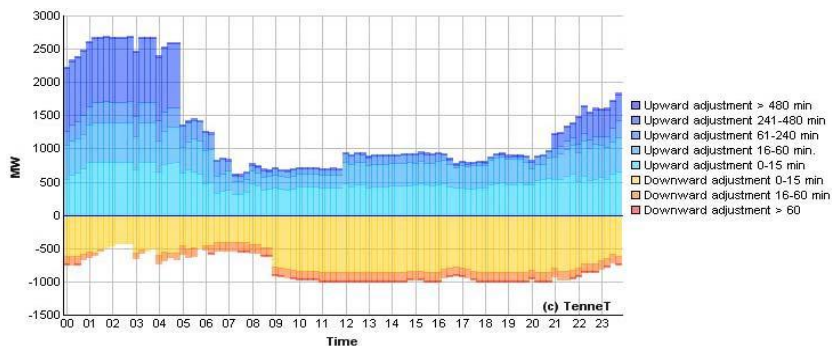
A reserva secundária consiste em geradores conectados ao sistema operando em vazio (reserva girante), tendo assim uma alta capacidade de resposta a variações. Existe para dotar o sistema de capacidade para fazer frente aos erros na previsão de carga de curto-prazo e a variação da capacidade de geração disponível devido a avarias ocorridas durante a operação (SALES, 2009).

A reserva terciária ou reserva de reposição compreende a capacidade de geração extra que não está sincronizada (não girante), mas que pode entrar em serviço em um tempo não superior à uma hora (horizonte das previsões realizadas) (SALES, 2009).

Atualmente, em sistemas com muita utilização de potência eólica, há o propósito de lidar com possíveis erros na previsão de potência eólica (HOLTTINEN, MEIBOM, *et al.*, 2006-2008). Na Europa, o conceito de R_{oper} pode ser visto como a composição entre a reserva secundária e a reserva terciária rápida (unidades geradoras que respondem em menos de 1 hora a tomada de carga) (HOLTTINEN, MEIBOM, *et al.*, 2006-2008). No Brasil a divisão e a classificação da reserva operativa são feitas seguindo os padrões norte-americanos (SALES, 2009).

A Figura 5 mostra as diferentes reservas alocadas pelo OR Tennet da Holanda, a qual pode ser retirada da página de internet do mesmo e representa o resultado dos processos de alocação de reserva para um determinado dia de operação. Na Figura 5 é possível observar a forma como os diversos tipos de reserva a subir e a descer são alocados em função da evolução do diagrama de cargas, de acordo com o seu intervalo temporal de mobilização (até 15 min, entre 16 e 60 min, etc.). A reserva secundária é representada juntamente com a reserva primária, a cores mais claras, razão pela qual a reserva representada na faixa 0-15 min é nalguns períodos superior a 600 MW.

Figura 5. Alocação dos diferentes tipos de reserva pela Tenna de Holanda.



2.3 METODOS PARA AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO NO SEE

Duas abordagens podem ser utilizadas para calcular ou determinar o nível de reserva necessário, que são: determinístico e probabilístico (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013), (BILLINTON e ALLAN, 1996). O critério determinístico surgiu dentro das empresas e resulta de suas experiências, portanto permite avaliar a confiabilidade do SEE de acordo com regras práticas deliberadas pelo operador de rede (OR).

Atualmente está estabelecida a necessidade de recorrer à abordagem probabilística, pois essa permite obter uma medida de risco consistente, por modelar a natureza estocástica dos componentes do SEE (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010). Assim, este trabalho considerará a abordagem probabilística para a definição da reserva necessária em sistemas elétricos. Em contrapartida, as desvantagens dos métodos probabilísticos estão relacionadas à necessidade de se dispor de um elevado número de dados estocásticos do sistema.

A grande questão é saber o nível de confiabilidade do SEE e o custo que representa (BILLINTON e ALLAN, 1996), (BREMERMAN, 2014), assim o que se pretende é encontrar o equilíbrio no grau de redundância que o sistema deve ter para o atendimento da demanda e minimizar o corte desta. Na sequência é apresentada uma breve descrição sobre os métodos determinísticos e probabilísticos que são utilizados atualmente em algumas partes do mundo.

2.3.1 Métodos determinísticos para definição da reserva

Os métodos determinísticos são conhecidos por não considerar o comportamento estocástico dos componentes, sua cronologia ou comportamento dependente do tempo, o que faz com que estes sejam simples, rápidos e geralmente conservativos. Dimensionar os requisitos de reserva com ditos métodos pode resultar em valores elevados de recursos despachados, gerando custos adicionais e desperdício, no entanto obtendo um sistema mais confiável. Por outro lado, existe uma pequena probabilidade de obter valores de reserva baixos, logo com um custo de despacho menor, porém com um sistema menos confiável. Por fim, conclui-se que são práticos para a operação do sistema no dia a dia, porém não devem ser usados para o planejamento (REBOURS, 2008).

Apesar da experiência acumulada, pode ser notada a falta de estimativa ou percepção do risco na definição dos requerimentos de reserva por médio dos métodos determinísticos, já que em os cálculos só consideram alguns parâmetros como, por exemplo, o nível de carga máxima (EHSANI, KARIMIZADEH, *et al.*, 2009), (MATOS e BESSA, 2011). Algumas das regras podem ser encontradas na literatura, sendo que a “N – 1” é a mais conhecida internacionalmente para análise de redes. A regra de perda da maior unidade geradora para análise da geração, e a regra da demanda máxima mais uma percentagem de carga fixa da demanda máxima esperada para o planejamento da capacidade da geração (BILLINTON e ALLAN, 1996), (MATOS, PEÇAS LOPEZ, *et al.*, 2009).

De forma a explorar estes conceitos, este trabalho irá discutir a metodologia proposta em comparação com outras abordagens, tais como: regras determinísticas ou heurísticas, como a equação 2,1, e o critério da perda da unidade maior, além de outras formas de cálculo encontradas para o cálculo da reserva (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013). Esta equação é definida como no artigo de (MATOS e BESSA, 2011), como regra A para definição de reserva rodante.

UCTE

$$\text{Regra A:} \quad R_{Sec} = \sqrt{a \times L_{\max} + b^2} - b \quad (2.1)$$

onde, R é a reserva girante recomendada como o resultado da equação; L_{\max} é a carga prevista máxima na região de controle secundário; a e b são típicas constantes que assumem 10 e 150 MW, respectivamente.

A formulação empírica revelada acima é utilizada pela UCTE¹ para vários países europeus para a definição da necessidade de capacidade de reserva girante mínimos (UCTE OPERATING HANDBOOK, 2009), (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013).

Observa-se na equação supradita a forte dependência da previsão de carga máxima, sem considerar diretamente outros tipos de incertezas, como interrupções forçadas de unidades de geração, alguns procedimentos de manutenção de emergência, e, principalmente os erros de previsão da geração eólica (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013).

O último aspecto responde pelos desenvolvimentos na área de previsão de potência eólica, onde o objetivo principal é exatamente para reduzir a lacuna existente para equilibrar as necessidades de potência e de reserva, de modo a integrar melhor a energia eólica no sistema de fornecimento de eletricidade (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013).

Por sua vez também é apresentada a equação designada como regra B em (MATOS e BESSA, 2011) utilizada como método para o dimensionamento da RO usada pelo OR na Espanha, na qual a primeira parcela é utilizada para a previsão das variações rápidas, e a segunda é utilizada para os demais casos.

ESPANHA 2008

$$\text{Regra B: } R_{1\text{sec}} = 6\sqrt{L_{\text{Max-Previsão}}} \text{ e } R_{2\text{sec}} = 3\sqrt{L_{\text{Max-Previsão}}} \quad (2.2)$$

2.3.2 Métodos probabilísticos para determinação da reserva

Os métodos probabilísticos são mais complexos, já que o nível da qualidade da solução exige um elevado detalhamento na modelagem dos seus componentes e fontes de recursos. Ainda deve considerar os dados de todos os parâmetros estocásticos dos elementos do sistema, para assim, por meio do cálculo da probabilidade de perda de carga (LOLP), obter uma melhor estimativa do SEE. Em seu cálculo considera-se a variabilidade e a incerteza do SEE, o que gera uma melhor compreensão do comportamento deste (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Nas referências (BILLINTON e ALLAN, 1996) e (BILLINTON e LI, 1994), é estudado que a SMCS é neste momento uma das opções mais relevantes para avaliar ou investigar os aspectos cronológicos e ao mesmo tempo avaliar fenômenos que se possam caracterizar por um comportamento estocástico ou probabilístico. Como resultado poder

gerar distribuições de probabilidades dos valores médios dos índices do sistema (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013), que é o caso dos sistemas com elevada penetração de energia eólica, ou quando se deseja avaliar a reserva operativa (SALES, 2009).

Ao invés dos métodos analíticos, os quais avaliam todo o espaço de estados ou aproximações deste através de modelos matemáticos e equações (BREMERMAN, 2014). Os métodos de simulação dependem de um número significativo de amostras do comportamento dos componentes do SEE geradas aleatoriamente, a fim de se avaliar o valor médio dos índices do sistema e deduzir o comportamento global do SEE a partir do desempenho das amostras geradas.

Se forem conhecidos os parâmetros estocásticos dos componentes do sistema, λ e μ (taxa de falha e taxa de reparo), é possível calcular a probabilidade de que os componentes se encontrem em um determinado estado, seja estado de falha ou estado de reparo no processo de simulação (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013).

O método probabilístico mais usado para avaliar a reserva operativa a curto-prazo é o PJM Pennsylvania-Jersey-Maryland (ANSTINE, BURKE, *et al.*, 1963). A ideia principal deste método é que o índice de risco é a probabilidade de que a capacidade de geração sincronizada não satisfaça a demanda de carga esperada, durante um período de tempo T no qual o operador não poderá ligar uma nova máquina o reparar alguma unidade que esteja falhada. Este método tem em conta tais fatores como mudanças no nível da carga, e no tamanho das unidades programadas para fornecer energia (BREMERMAN, 2014) (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013) (SALES, 2009). Variações desta metodologia foram propostas em alguns trabalhos (BILLINTON e CHOWDHURY, 1988), (KHAN e BILLINTON, 1995), (LEITE DA SILVA e ALVAREZ., 2007).

Prosseguindo com as equações para a definição da reserva operacional (MATOS e BESSA, 2011), temos que:

$$\text{Regra C: } R = \varepsilon \cdot \sqrt{\sigma_L^2 + \sigma_W^2 + \sigma_C^2} \quad (2.3)$$

A equação C representa a medição da reserva operacional no sistema UK baseado nos desvios padrões das distribuições de probabilidade da carga, geração eólica e geração convencional as quais são assumidas para ser gaussianas.

O parâmetro ε está definido pelo nível de confiança desejado para estimar o valor da reserva (e.g. = 3) com o qual é coberto um intervalo de 99,74 % de possíveis variações, equivalente a três desvios padrões.

2.4 AVALIAÇÃO DAS RESERVAS ESTÁTICA E OPERACIONAL DE LONGO PRAZO

Estudos de planejamento de longo prazo são tradicionalmente referidos a estudos da capacidade estática ou adequação da capacidade da geração a carga. Com o advento de grandes quantidades de energias renováveis no SEE, como a energia eólica, torna-se imprescindível complementar a avaliação da reserva estática com R_{Oper} de longo prazo (MATOS, PEÇAS LOPEZ, *et al.*, 2009). Já que na equação (2,4), que é a base da avaliação da reserva estática, os índices são obtidos partindo-se de uma condição hipotética de que o montante de geração total disponível encontra-se sempre sincronizada (SALES, 2009).

No presente item se pretende apresentar a explicação do conceito em que se fundamenta o programa JRESERVE para o cálculo da reserva operacional de longo prazo, que é um algoritmo já existente baseado na SMCS realizado em Java para fazer avaliações de confiabilidade. Por fim, mostram-se umas aplicações da incorporação das métricas de risco VaR e $CVaR$ nos SEE.

2.4.1 Valores do índice LOLE em algumas partes do mundo.

Alguns valores de referencia para o índice LOLE são encontrados na literatura atual. Estes procuram garantir que o SEE mantenha uma adequada confiabilidade, além disso, o valor é definido por cada OR sob seus critérios de confiabilidade, economia e grau de redundância que ele queira manter em seu sistema. A continuação mostram-se uns valores para alguns SEE no mundo (DUQUE FERNANDES, 2009):

- Holanda (24 h/ano).
- Inglaterra y Republica de Irlanda (8 h/ano).
- NERC, EUA, Canada, Austrália (0,1 – 0,2 dias/ano).
- Bélgica (16 h/ano).
- França (3h/ano).
- Brasil (5 h/mês – 60 h/ano)

2.4.2 Avaliação da reserva estática

Esta análise tem como objetivo verificar se uma determinada configuração do SEE será capaz de atender a demanda prevista de carga para um ano no futuro (ver Figura 4), a equação 2 é testada em cada transição de estado do processo da SMCS (BREMERMANN, 2014),

$$R_{STA} = G - L \quad (2.4)$$

$$G - L < 0 \quad (2.5)$$

onde R_{STA} é a reserva estática, G representa a geração disponível total do SEE, e L representa a previsão de carga total do sistema. A variável aleatória G depende das disponibilidades de equipamentos e sobre as flutuações de capacidade devido a, por exemplo, hidrologia e variações do vento. A variável aleatória L depende das incertezas de curto e longo prazo e também das variações horarias (BREMERMANN, 2014).

Na operação real do sistema se tem em conta o tempo de partida das unidades de geração, o que não é levado em consideração na equação supracitada da reserva estática o que gera uma desconsideração do aspecto “dinâmico” da operação das unidades geradoras do sistema. Por outra parte, o método PJM (ANSTINE, BURKE, *et al.*, 1963) que é o mais utilizado para o cálculo probabilístico da reserva operacional, no qual o operador tem o conhecimento das unidades que pode programar para a reserva, tem um bom desempenho para curtos períodos de tempo de algumas horas (BREMERMANN, MATOS, *et al.*, 2014). Como o escopo deste trabalho é o planejamento de longo prazo, em que o operador não terá informação das unidades que farão parte da (R_{Oper}), se deve considerar o aspecto cronológico da geração do sistema para verificar os tempos de partida das unidades de geração, seus tempos de duração nos estados de falha e reparo assim como a flexibilidade das reservas do SEE, (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010), (BREMERMANN, 2014).

2.4.3 Avaliação da reserva operacional de longo prazo

Verifica-se a flexibilidade do SEE para lidar com as incertezas inerentes à geração eólica, uma vez que as tecnologias dos geradores atuais do SEE foram implementadas sem algum tipo de análises com respeito às energias renováveis, posto que a utilização deste tipo de

energias a grande escala começo poucas décadas atrás (BREMERMAN, MATOS, *et al.*, 2014).

Os benefícios que se obtém pelo uso da energia eólica são entre outros, economia nos custos de funcionamento do sistema, geração de energia limpa para o ambiente, e eliminação da dependência dos combustíveis fósseis. Mas, a desvantagens é que elas trazem incertezas inerentes na sua fonte primária, (e.g. vento), e variações horárias da geração de energia no horizonte de curto prazo; diferente da água das usinas hidroelétricas, com o vento não é possível fazer armazenamento para ter o controle na produção de potência elétrica, o que torna a operação e planejamento dos SEE um pouco mais complexos (BREMERMAN, 2014).

É por isso que se faz necessária a ponderação do desempenho da reserva operacional de longo prazo, onde é levado em consideração as decisões e incertezas de curto prazo da operação de um SEE, que são representadas em termos de capacidade; causadas pela previsão de demanda de carga, interrupções forçadas das unidades de geração e a intermitência da geração eólica; devido isto novas variáveis são definidas para capturar esses eventos (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013), (BREMERMAN, 2014).

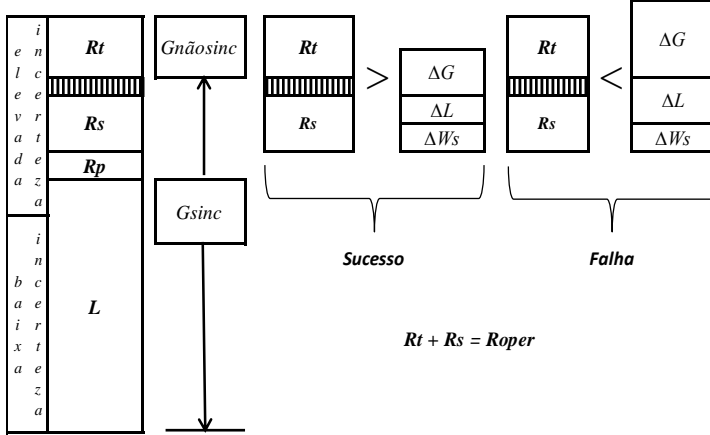
Como pode ser visto na Figura 6, se apresentam as variáveis e o processo de análises da reserva operacional de longo prazo; note-se a quantidade de parcelas que são definidas nesta nova estimativa; por tanto é possível modelar alguns procedimentos operacionais para ponderar a capacidade da reserva operacional, que consiste na soma da reserva secundária mais a reserva terciária rápida disponível no momento da avaliação. A reserva terciária rápida é composta por aquelas unidades geradoras capazes de assumir carga num curto período de tempo, tal como 1 hora (BREMERMAN, 2014).

2.4.4 Descrição do modelo JRESERVE para o cálculo de R_{oper}

No início da operação a quantidade de potência necessária para assegurar a carga, a reserva primária e a reserva secundária são estabelecidas. Essa potência é a geração sincronizada G_{sinc} e deve obedecer a seguinte equação (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013), (BREMERMAN, 2014):

$$G_{sinc} \geq L + R_p + R_s \quad (2.6)$$

Figura 6. Avaliação da Reserva Operacional.



Fonte: (BREMERMANN, 2014)

A equação 2.7 é usada para representar a variável ΔG , que é o balanço entre as unidades geradoras sincronizadas e o somatório da previsão da carga L , os requerimentos de reserva primária R_p e secundária R_s da SEE como segue (BREMERMANN, 2014):

$$\Delta G = G_{sinc} - (L + R_p + R_s) \quad (2.7)$$

A capacidade de interrupção forçada e programada das unidades de geração é calculada durante o processo de programação de G_{sinc} (BREMERMANN, 2014). Observe-se já na equação 2.7 como alguns procedimentos de curto prazo são abordados no seu cálculo.

Sob uma situação inesperada de interrupção forçada das unidades de geração, algumas unidades podem ser ligadas rapidamente a fim de cobrir esse problema. A capacidade total dessas unidades é chamada reserva terciária rápida R_t , por que elas são unidades que poderão ser rapidamente sincronizadas (ROSA, MATOS, et al., 2013), (BREMERMANN, 2014).

A R_{oper} é por tanto a soma de R_s e R_t e significa unidades de geração disponível para ser usadas nos desvios do sistema; estes desvios

além da geração são os erros de previsão de carga ΔL e a variabilidade da energia eólica ΔW_s . Por conseguinte, a seguinte equação do balanço de energia é definida para avaliar os índices de risco associados com a (R_{Oper}) (MATOS, PEÇAS LOPEZ, *et al.*, 2009), (ROSA, 2009) (BREMERMAN, 2014):

$$R_{Oper} = R_S + R_T \quad (2.8)$$

$$R_S + R_T < \Delta L + \Delta G + \Delta W_s \quad (2.9)$$

Quando a equação do balanço de potência mostrada acima é verdadeira, significa que não há nenhuma fonte de geração suficiente para atender as incertezas consideradas no SEE e o sistema apresenta falha no atendimento da demanda. Caso contrário, o sistema é considerado em sucesso (BREMERMAN, 2014).

Neste novo ambiente de inserção de grandes quantidades de geração eólica a reserva terciária é a encarregada de lidar com estas incertezas e constitui a maior preocupação para os planejadores (KIRSCHEN, MA, *et al.*, 2011), (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013).

Esta perspectiva é ilustrada na Figura 7, e pode ser vista como uma maneira de verificar e preparar o sistema de geração em termos de capacidade e flexibilidade para lidar com o conjunto de incertezas (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013), (BREMERMAN, 2014).

Como é mostrada na Figura 6, a sincronização das unidades de geração é dada de acordo com uma lista de ordem de mérito para atender os requisitos do sistema (L , R_p , R_s). A capacidade da reserva operacional é formada pela reserva secundária R_s a reserva terciária rápida R_T mais a capacidade sombreada (ver Figura 6), o que representa o efeito discreto das unidades de geração programadas, (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013), (BREMERMAN, 2014), (BREMERMAN, MATOS, *et al.*, 2014).

2.5 MODELOS PARA R_{Oper} DE CURTO PRAZO.

Para a operação adequada do sistema tem-se que disponibilizar quantidades diferentes de reserva, para assim mitigar o risco de corte de carga e responder a diferentes acontecimentos ou perturbações que se apresentam na operação do SEE. Tem-se conhecido que a demanda

elétrica varia em cada instante de tempo sem informar ao OR, pelo qual está deve ser atendida de forma imediata. Por sua vez, os centros de consumo encontram-se longe dos sítios de produção da energia, requerendo de transporte como as linhas de transmissão, além da introdução da geração eólica no SEE, o que gera mais incertezas no processo de despacho econômico, fazendo a tarefa do OR ainda mais complexa.

Neste item são expostos vários métodos de cálculo de R_{Oper} , os quais podem ser determinísticos ou probabilísticos. Já que como foi exposto nos itens anteriores, não se tem um método de cálculo que seja global, geralmente cada OR faz o cálculo de R_{Oper} da maneira que a empresa encontre melhor para seu nível de risco e cumprimento das normas de atendimento da demanda com apropriado nível de confiabilidade. Além de uma breve conceituação dos controles da reserva de geração.

Em (MATOS e BESSA, 2011) é feita uma breve descrição de alguns métodos recentes para a determinação de R_{Oper} com aplicação de métodos probabilísticos, assim fica claro a tendência ao aumento da aplicação destes métodos na determinação de R_{Oper} .

Algumas definições para a reserva rodante ou reserva secundária são encontradas no estudo feito (REBOURS e KIRSCHEN, 2005), entre os quais cabe mencionar as seguintes;

- ✓ “Geradores on-line, sincronizados na rede, que podem incrementar sua saída imediatamente em resposta a uma interrupção maior e podem agir com sua capacidade nominal nos próximos 10 minutos.”
- ✓ Capacidade sincronizada total, menos as perdas e a carga.
- ✓ Geração sem carga que esta sincronizada e pronta para fazer o atendimento adicional da demanda.

Um aspecto importante que tem que ser definido é com respeito ao controle das reservas de geração, assim tem se as seguintes acepções:

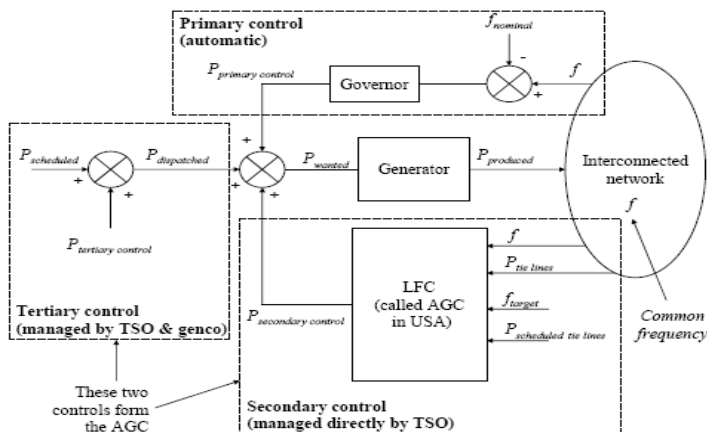
- Controle Primário: Controle automático local, que entrega reserva de potência em oposição a qualquer mudança da frequência;
- Controle secundário: Controle automático centralizado, que entrega potência a fim de trazer de novo os valores

de frequência e potência nas interconexões para seus valores nominais;

- Controle terciário: Alteração manual no despacho e no unit commitment com o fim de restabelecer a reserva de controle secundário, para gerenciar eventuais congestionamentos, e para trazer de volta a frequência e a potência dos programas das interconexões para seus valores planejados se a reserva de controle secundário não é suficiente. Tendo esta parte da reserva com a secundária, uma participação muito relevante neste novo ambiente de inclusão de fontes renováveis como é a geração eólica (BANAKAR, LUO e TECK O., 2005).

Apresentasse um desenho que resume o objetivo dos controles de reserva primário, secundário e terciário da área sincrônica da UCTE, como são, a manutenção da potência e a frequência em seus valores nominais.

Figura 7. Regulação da frequência dentro da zona da UCTE.



Fonte: (REBOURS e KIRSCHEN, 2005)

Tabela 1. Tempo de ativação da reserva na área de controle da UCTE.

<i>Reserva</i>	<i>Início</i>	<i>Disponibilidade total</i>	<i>Finalização</i>
Controle primário	<i>Imediato</i>	$\leq 30\text{ s}$	$\geq 15\text{ min}$
Controle Secundário	$\leq 30\text{ s}$	$\leq 15\text{ min}$	<i>Enquanto necessária</i>
Reserva minuto 15	<i>Nenhuma recomendação</i>	<i>Curto período</i>	<i>Nenhuma recomendação</i>
Controle Terciário	<i>Nenhuma especificação</i>		

O interesse deste trabalho é caracterizar de uma melhor forma os níveis de (R_{Oper}), como é conhecida na Europa, isto é, a reserva secundária e a reserva terciária rápida. Com isso, é prudente definir melhor o controle secundário e o controle terciário rápido, pois é a parte da reserva que terá uma participação muito importante neste novo ambiente de inserção de geração eólica; já com o aumento da participação das fontes renováveis no SEE a reserva terciária rápida será cada vez mais relevante uma vez que será o respaldo da supracitada reserva secundária.

2.5.1 Definição de controle secundário pela UCTE

A UCTE define controle secundário de frequência, também designado por controlo carga-frequência ou controlo potência-frequência, como o controlo de produção automática que é acionado nos primeiros 30 seg contados a partir do instante da ocorrência de uma perturbação ou desequilíbrio entre produção e carga, sendo totalmente disponibilizado até os primeiros 15 minutos contados a partir desse instante. O seu objetivo é o restabelecimento do valor nominal da frequência na área síncrona, a eliminação do erro da área de controle – ACE – (Area Control Error) e a libertação / reposição da reserva primária. No entanto, o controlo secundário não pode inviabilizar ou comprometer o controle primário acionado previamente na área síncrona, que é normalmente operado paralelamente, separado por alguns segundos de diferença. (UCTE APPENDIX 1, 2004).

2.5.2 Definição de controle terciário pela UCTE

Controle terciário é qualquer mudança manual ou automática no ponto de trabalho dos geradores ou nas cargas participantes, com o fim de (UCTE APPENDIX 1, 2004):

- Garantir a provisão de uma adequada reserva de controle secundário no tempo certo;
- Distribuir a potência de controle secundário para vários geradores na melhor maneira possível, com as considerações econômicas relevantes.

As mudanças são feitas por:

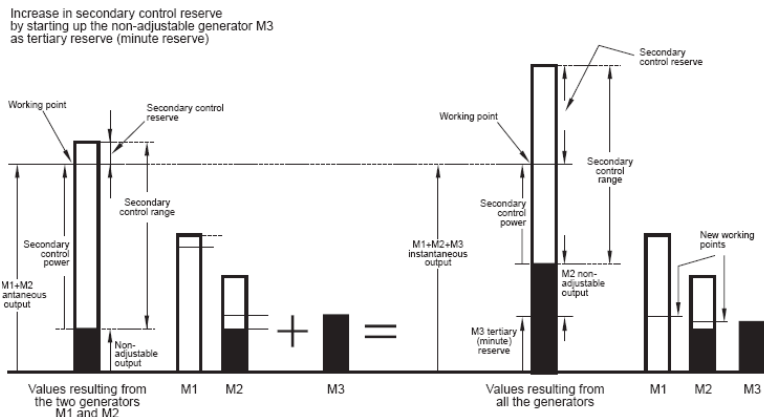
- Conexão e desligamento de unidades de potência (turbinas de gás, reservatórios, incremento ou redução da saída dos geradores em serviço);
- Redistribuição da saída dos geradores participantes no controle secundário;
- Mudar os intercâmbios de potência programados entre as empresas de interconexão;
- Controle da carga. (Corte de carga controlada).

A operação do controle terciário está limitado a um intervalo de tempo de agendamento.

Reserva de controle terciário.

Potência que pode ser ligada automaticamente ou manualmente sob o controle terciário, com o fim de prover / restaurar a reserva de controle secundário a níveis adequados, esta potência é chamada de reserva de controle terciário ou reserva minuto 15 na UCTE. Dita reserva deve ser usada de tal maneira que contribua na restauração do controle secundário quando seja requerida (UCTE APPENDIX 1, 2004).

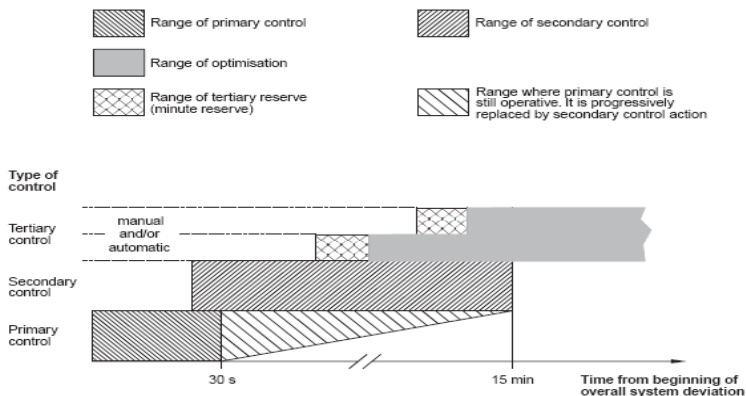
Figura 8. Reserva secundária e Reserva terciária (Reserva minuto).



Fonte: (UCTE APPENDIX 1, 2004)

A restauração do adequado trecho de controle secundário pode levar, por exemplo, até 15 minutos, enquanto que o controle terciário para a otimização da rede ou sistema de geração, não estará necessariamente completo depois deste tempo. A continuação é apresentada o tempo de ação do controle primário, secundário e terciário, parcialmente sobreposto.

Figura 9. Mobilização das Reservas primária, secundária e Reserva terciária (Reserva minuto).



Fonte: (UCTE APPENDIX 1, 2004)

Note-se nos desenhos anteriores a complementariedade no controle das reservas de geração, o que é aproveitado no presente trabalho para caracterizar por médio da obtenção de distribuições de probabilidade de perda de carga obtidas pela SMCS os critérios de reserva secundária e terciária rápida com o objetivo de aprimorar seu dimensionamento.

Além disso, a definição estabelecida pela UCTE para a reserva secundária não foi adotada pelos operadores de sistema, de forma universal, existindo definições diferentes nalguns países que não pertencem a esta organização, tanto ao nível da nomenclatura utilizada para designar a reserva secundária (Tabela 2), como no que respeita aos intervalos de tempo definidos para a sua mobilização e disponibilização (Tabela 3).

Tabela 2. Nomenclatura utilizada para designar a reserva secundária.

<i>Alemanha</i>	<i>Reserva de controlo secundário</i>
<i>Bélgica</i>	<i>Reserva de potência para regulação secundária</i>
<i>Califórnia (EUA). PJM (EUA)</i>	<i>Reserva de regulação</i>
<i>Dinamarca Ocidental, Espanha, Finlândia, França, Holanda, Noruega, Portugal, Suécia.</i>	<i>Reserva secundária</i>
<i>Irlanda</i>	<i>Reserva operacional secundária</i>
<i>Reino Unido</i>	<i>Não aplicavel</i>

Como um exemplo do nome dado para a reserva secundária, está o operador da Califórnia, onde o termino representa uma definição mais alargada. Além da reserva de regulação, que corresponde à parcela da capacidade de produção que pode ser sujeita a regulação automática, é prevista uma componente adicional designada por reserva de contingência, que corresponde à parcela da capacidade de produção que é utilizada para efeitos de redespacho (REBOURS e KIRSCHEN, 2005).

Tabela 3. Tempos de mobilização e disponibilização de reserva secundária para diferentes países.

<i>País</i>	<i>Ativação</i>	<i>Entrega total</i>	<i>Fim</i>
<i>UCTE</i>	$\leq 30 \text{ seg}$	$\leq 15 \text{ min}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>Alemanha</i>	<i>Imediata</i>	$\leq 5 \text{ min}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>Bélgica</i>	$\leq 10 \text{ seg}$	$\leq 10 \text{ min}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>Califórnia</i>	<i>Imediata</i>	$\leq 10 \text{ min}$	$\geq 2h15$
<i>Dinamarca Ocidental</i>	$\leq 30 \text{ seg}$	$\leq 15 \text{ min}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>Dinamarca Oriental</i>	$\leq 15 \text{ min}$	$\leq 1 \text{ h}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>Espanha</i>	$\leq 30 \text{ seg}$	$\leq 300 - 500s$	$\geq 15 \text{ min}$
<i>Finlândia</i>	$\leq 15 \text{ min}$	$\leq 1 \text{ h}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>França</i>	$\leq 30 \text{ seg}$	$\leq 430s \text{ ou } \leq 97s$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>Grécia (continental)</i>	$\leq 30 \text{ seg}$	$\leq 15 \text{ min}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>Grécia (Ilha de creta)</i>	$\leq 10 \text{ seg}$	$\leq 5 \text{ min}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>Holanda</i>	<i>Entre $\leq 30s$ e 1 m</i>	$\leq 15 \text{ min}$	$\geq 15 \text{ min conforme acordado}$
<i>Irlanda</i>	$\leq 15 \text{ seg}$	$\leq 90 \text{ s}$	$\geq 15 \text{ min}$
<i>Noruega</i>	$\leq 15 \text{ min}$	$\leq 1 \text{ h}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>PJM (EUA)</i>	<i>Nenhuma recomendação</i>	$\leq 5 \text{ min}$	<i>conforme acordado</i>
<i>Portugal</i>	<i>Nenhuma recomendação</i>	$\leq 15 \text{ min}$	<i>Enquanto for necessário</i>
<i>Reino Unido</i>	<i>Não aplicavel</i>	<i>Não aplicavel</i>	<i>Não aplicavel</i>
<i>Suécia</i>	$\leq 15 \text{ min}$	$\leq 1 \text{ h}$	<i>Enquanto for necessário</i>

Reserva Operativa no Brasil.

No Brasil a reserva operativa é dividida em quatro parcelas e definidas da seguinte maneira:

Reserva primária (R1): é a parcela destinada a regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras, e é igual a 1 % da responsabilidade de geração da área (RGA).

Reserva secundária (R2): é a parcela destinada a recuperar a frequência do SEE para os valores nominais por atuação do CAG, quando sucedem variações da carga. Para garantir a correta atuação do CAG, independentemente do sentido das variações da carga, é necessário dispor simultaneamente de:

- (i) reserva secundária para elevação de geração (R2e);
- (ii) reserva secundária para redução de geração (R2r).

A (R2e) é igual a 2,5 % da sua responsabilidade própria de geração da área (RPA), acrescida de 1,5 % da carga da área de controle k, por outra parte, a (R2r) é igual a 2,5 % da carga da área de controle k.

Reserva terciária (R3): é a parcela destinada a complementar a reserva de potencia operativa do SEE para elevação de geração (R1 + R2e), sendo calculada probabilisticamente, quando esta ultrapassar o valor de 5% da carga do sistema. É considerada igual a zero se a reserva calculada probabilisticamente for igual ou inferior a 5% da carga do sistema.

Reserva complementar ou reserva de prontidão (R4): é a parcela destinada a recompor a reserva de potência operativa do SEE quando esta se esgotar em caso de indisponibilidades ou re-declarações por parte de geradores, bem como por desvios no valor da carga em relação ao previsto, é constituída pela soma dos seguintes recursos disponíveis: cargas de bombeamento, cargas interruptivas, unidades geradoras operando como compensador síncrono e reprogramações de manutenção de unidades geradoras. (ONS, 2010).

Reserva Operativa na Alemanha

Alemanha tem quatro operadores de rede e as mesmas áreas de controlo: EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, RWE Transport-Netze Strom GmbH e Vantenfall Europe Transmission GmbH.

Figura 10. Áreas de controlo e operadores de rede Alemães.



A Alemanha teve um ano recorde no 2014 com um total de capacidade instalada de potencia eólica de 5.279 MW, rompendo seu próprio recorde de 2 GW. Para o fim do ano 2014 a Alemanha teve 39.165 MW de capacidade instalada de potencia eólica, dos quais 1.049 MW estão localizadas no mar (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL , 2014).

O número de turbinas desmanteladas e substituídas no ano de 2014 também foi um número elevado, 544 turbinas com uma capacidade de 364 MW foram trocadas por turbinas de mais de 1.000 MW em total. No geral, a potência eólica forneceu-o ao redor de 9% do consumo neto total de eletricidade da Alemanha. Pela primeira vez, sobre uma base anual os recursos renováveis foram a maior fonte de abastecimento no mix de energia representando um total de 25,8%.

O sistema elétrico alemão possui diversas interligações com os países vizinhos, sendo estes: Áustria, Dinamarca (Este), Dinamarca (Oeste), França, Holanda, Polónia, República Checa, Suécia, Suíça.

Por outra parte, com vista a dimensionar a parcela da capacidade que a energia eólica poderia garantir para a satisfação da carga da área de controlo da E.ON., no ano 2005 o *Wind Report* apresentou dois estudos onde foi avaliada essa questão.

Esta quantia, designada por capacidade de substituição da produção convencional, é dada pelo quociente entre a potência convencional que pode ser substituída pela produção eólica e a potência eólica total instalada no sistema. A sua determinação foi efetuada considerando a construção de novas centrais eólicas, em paralelo com a desclassificação e a construção de centrais de produção convencional ao longo de um horizonte temporal até ao ano de 2020.

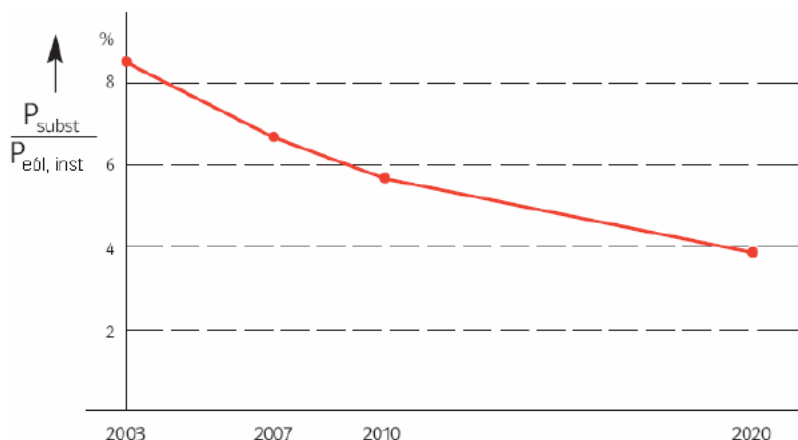
Apesar de terem sido realizados por entidades distintas, ambos os estudos chegaram à conclusão que, no ano de 2004, essa parcela representava aproximadamente 8% da potência eólica total instalada na área de controlo da E.ON. Assim, os dois estudos evidenciaram que, à medida que a capacidade eólica instalada $P_{eól-inst}$ for aumentando, acompanhada pela diminuição da capacidade de produção convencional e pelo aumento da carga do sistema, os baixos níveis de disponibilidade da produção eólica provocarão a diminuição da capacidade de substituição; apesar da influencia dos elevados índices de disponibilidade de produção convencional que permanece em serviço (E.ON NETZ, 2005).

Em consequência, a parcela de produção eólica garantida, dada pelo quociente entre a potência de produção convencional que pode ser substituída pela produção eólica P_{subt} e a capacidade eólica instalada $P_{eól-inst}$, decrescerá ao longo do tempo, conforme se ilustra na Figura 11. De acordo com os estudos seu valor será de 4% em 2020, o que significa que dos 48 GW de capacidade eólica previstos, apenas 2 GW poderão garantidamente substituir a produção convencional.

Desta forma, os resultados obtidos sugerem que a baixa disponibilidade de produção intrínseca à energia eólica e a dificuldade

associada à sua previsão originam a existência de um limite teórico para a integração da produção eólica no sistema de transporte; a partir do qual deixará de ser possível substituir produção convencional por produção eólica sem comprometer a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores e a segurança da operação do SEE.

Figura 11. Evolução da capacidade de substituição da produção convencional.



Fonte: (E.ON NETZ, 2005)

Reserva Operativa em Califórnia.

O operador de sistema da Califórnia (CAISO – *California Independent System Operator*) designa a reserva secundária por reserva de regulação (*regulating reserve*). De acordo com as definições do CAISO, a reserva de regulação faz parte da reserva operacional que, para este operador de sistema, se divide entre reserva de regulação e reserva de contingência. A reserva de regulação deverá ser acionada imediatamente após a ocorrência da perturbação, devendo a sua mobilização total ter ocorrido ao fim de 10 minutos. A reserva de contingência deverá ser acionada após o esgotamento da reserva de regulação. A forma como estes conceitos se relacionam com as definições da UCTE é representada na Tabela 4.

Uma vez que é parte da R_{oper} , a reserva de regulação é calculada pela metodologia concebida pela CAISO para quantificar a primeira. A regra de cálculo adoptada pelo operador de sistema da Califórnia para calcular a reserva operacional necessária baseia-se na seguinte relação:

$$R_{Operacional} = \text{máx} (RO_1, RO_2) + P_{\text{int-import}} \text{ (MW)} \quad (2.10)$$

Tabela 4. Equivalências das reservas entre o CAISO e a UCTE.

UCTE	Reserva Primária	Reserva Secundária	Reserva Terciária		
CAISO	sem correspondencia	Reserva Operacional		Reserva de substituição	Energia Suplementar
		Reserva de regulação	Reserva de contingência		

Onde RO_1 , expressa em MW, é de uma capacidade correspondente a uma percentagem de 5% da produção hídrica despachada e uma capacidade correspondente a percentagem de 7% de outra produção (térmicas). A componente RO_1 é calculada separadamente por diferentes coordenadores de despacho, responsáveis pelo controlo de diferentes áreas geográficas. Posteriormente o operador de sistema procede à adição da reserva despachada em cada caso, definindo o valor final da reserva disponível.

RO_2 corresponde à maior perda de produção previsível na área de controlo da CAISO, em MW, devida à maior contingência. Em cada hora, RO_2 é determinada em função do estado do SEE, como o valor máximo das seguintes três componentes:

- Um valor introduzido pelo operador de sistema para cada zona geográfica e para cada hora, em MW, em função do estado da carga, do congestionamento da rede, do despacho do parque de produção e dos trânsitos de potência medidos nas interligações;
- A maior unidade de produção em serviço durante essa hora;
- A maior importação prevista durante essa hora;

$P_{\text{int-import}}$, expresso em MW, é somatório de todas as importações de produção elétrica interruptivos do estado da Califórnia,

i.e., todas as importações de energia elétrica consideradas não assegurada, por diversas razões de ordem técnica.

Tendo em conta reserva de regulação corresponde a 50% da reserva operacional, o cálculo da parcela da reserva operacional do CAISO análoga à reserva de controlo secundária é dado pela seguinte expressão.

$$R_{\text{Regulação}} = 0.5 * \text{máx} (RO_1, RO_2) + P_{\text{int-import}} \text{ (MW)} \quad (2.11)$$

Na Califórnia, a reserva de regulação é adquirida através de leilões, para cada hora de cada dia.

Reserva Operativa em Pennsylvania-NewJersey-Maryland Interconnection (PJM).

Um dos operadores de sistema dos Estados Unidos de América, a Pennsylvania Jersey-Maryland Interconnection (PJM), utiliza a seguinte regra para a quantificação de reserva de controlo secundário:

- Para o período de maior consumo, a reserva secundária é dada por 1.5% da ponta à qual é adicionada uma componente resultante de um cálculo probabilístico;
- Para o período de menor consumo, a reserva secundária é dada por 1.1% da carga de vazio à qual é adicionada uma componente resultante de um cálculo probabilístico;

A reserva secundária devera ser igual ao volume de produção perdido na sequência da ocorrência da maior contingencia, ou igual a 75% deste valor, desde que os restantes 25% possam ser disponibilizados com reserva não-girante (reserva quente, unidades de arranque rápido).

O cálculo probabilístico referido anteriormente é efetuado pela PJM utilizando um método específico para avaliação da adequação da reserva operacional; que leva em conta o parque de produção, o nível de carga, a hora do dia, o dia da semana, a estação do ano, a incerteza associada à previsão da carga, a probabilidade associada a saídas de serviço não planeadas, a taxa de avarias dos equipamentos, a taxa de

reparação dos equipamentos, e um intervalo temporal designado por intervalo de exposição, ao longo do qual a interação de todos estes fatores é avaliada.

A PJM não disponibiliza atualmente nenhuma publicação acerca da forma como é efetuado o cálculo probabilístico. No entanto, o método de determinação da reserva secundária da PJM remonta a 1963, tendo sido descrito na literatura da área da confiabilidade de SEE. Apesar de este método ter evoluído ao longo dos anos, a base científica da sua formulação não sofreu alterações, consistindo em determinar a probabilidade da potência despachada satisfazer ou não satisfazer a carga, durante um determinado intervalo de tempo. Na formulação original do método PJM todas as unidades de geração eram representadas por um modelo a dois estados (em operação e fora de serviço), considerando as avarias e as reparações distribuídas de forma exponencial. A possibilidade de reparação de uma determinada unidade avariada não era considerada.

O modelo de geração utilizado no método PJM consiste na construção da tabela das capacidades fora de serviço. No entanto, na construção dessa tabela é utilizada uma grandeza designada por taxa de substituição (*outage replacement rate* - *ORR*) em vez da taxa de avarias (*forced outage rate* - *FOR*). A diferença entre os dois conceitos é que a *ORR* representa a probabilidade de uma determinada unidade de geração sair de serviço e não ser substituída durante o intervalo de tempo em análise, tratando-se por isso de uma quantidade dependente do intervalo de tempo em consideração. Por outro lado a *FOR* é definida com base no registo histórico das saídas de serviço não programadas, sendo por isso um parâmetro fixo para cada unidade de geração.

Na sua versão original, o método PJM considerava que o nível de carga do sistema permanecia constante ao longo do intervalo de tempo da simulação e que o seu valor era conhecido após. No entanto, o método foi evoluindo ao longo dos anos, tendo sido introduzido a possibilidade de considerar as incertezas associadas à previsão dos consumos. Para tal, a distribuição da carga, que se considera ser normal, é dividida em intervalos discretos, o que permite associar um determinado nível de risco operacional a cada nível de carga, pesado pela probabilidade associada ao intervalo correspondente.

Outra extensão importante ao método PJM original consistiu na consideração de mais de dois estados de operação para as unidades de grande dimensão. Além dos estados de funcionamento ou avaria, passaram a ser considerados estados intermédios, nos quais os geradores

se encontram a operar a uma determinada percentagem da sua potência nominal (*derated states* ou *partial output states*).

Método PJM modificado

O método PJM modificado constitui uma extensão do método PJM original, permitindo incluir grupos de arranque rápido e unidades de produção com diferentes intervalos temporais de operação. Desta forma, o método PJM modificado permite considerar unidades de reserva morna, i.e., prontas a arrancar em caso de necessidade ou unidades ligadas à rede, mas sem entregar energia (stand-by mode), incorporando o efeito das avarias ocorridas durante os processos de arranque.

O método PJM modificado permite ainda avaliar o nível de risco associado a uma determinada configuração do parque produtor, ou escalonamento (unit commitment), através da definição de níveis de risco parcial, de acordo com o âmbito temporal relativo a cada tipo de unidade de produção (arranque rápido, reserva quente, etc).

Formulas para determinação da reserva operacional são encontradas no trabalho de (REBOURS, 2008), onde pode ser achada a regra de cálculo da Alemanha, França, Itália entre outras. Segue a continuação algumas formulas de obtenção da RO (REBOURS, 2008):

ALEMANHA 2001

$$\text{Regra D: } R_{Sec} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{2500}{P_{MaxGeração}} * \hat{h} * P_{MaxGeração}} \quad (2.12)$$

$P_{MaxGeração}$ = Estimação da geração de ponta para o dia (MW)

\hat{h} = Desvio da potência estimada em percentagem relacionada à $P_{MaxGeração}$.

O valor médio de \hat{h} é ao redor de 3.5 %, e o máximo valor de 9 % durante flutuações de carga rápidas (6 – 9 h). (UCPTE1991: REBOURS, 2008).

FRANÇA 2001

$$\text{Regra E: } R_{sec} = 2.8 \sqrt{P_{Demanda}} \quad (2.13)$$

$R_{Sec} = 0.02 * P_{Demanda}$ durante as flutuações de carga rápida.

$P_{Demanda}$ = Demanda estimada (MW). (UCPTE1991: REBOURS, 2008).

ITALIA 2001

$$\text{Regra } F: R_{Sec} = 0.0125 P_{Demanda} \quad (2.14)$$

(UCPTE1991: REBOURS, 2008).

Tabela 5. Resumo das regras identificadas em cada País.

UCTE	Valor máximo recomendado por: $\sqrt{10L_{MaxZona} + 150^2} - 150$
Alemanha	RWE NET AG: +1230/-1230MW E.ON Netz Transportnetze AG: +800/-400MW EnBW Transportnetze AG: +720/-390MW Vattenfall Europe Transmission GmgH: +580/-580MW
Bélgica	Pelo menos 460 MW, em qualquer período de consumo, correspondendo aproximadamente ao dobro do resultado da regra da UCTE para a ponta de consumos.
Califórnia	$0,5 \times \max(5\% \times P_{hidro} + 7\% P_{OutraProducao}, P_{MaiorContingencia}) + P_{import}$
Dinamarca Ocidental	Regras baseadas na utilização de distribuições probabilísticas para as saídas de serviço dos grupos e para os erros de previsão da produção eólica; mínimo disponível de 661MW (em Setembro 2006).
Dinamarca Oriental	Na Ilha da Zelândia, integrado no Nordel, o controlo secundário automático não é utilizado. Em vez disso, é utilizado um controlo manual, acionado apenas em situações de congestionamento. O valor mínimo disponível para esse controlo é de 600MW para o sistema da Dinamarca Oriental.
Finlândia	Mínimo de 1000MW (em 2006). Apenas controlo manual.
França	Regras da UCTE. Pelo menos 500MW em qualquer período de operação. Nos períodos de maior consumo, o valor obtido pela regra da UCTE deve ser afetado em +15%.
Holanda	Regras da UCTE, mas multiplicadas por percentagens positivas nalguns períodos de consumo. Pelo menos 300 MW.
Irlanda	A reserva de controlo secundária é calculada a partir de: NIE: 80 MW ESBNG: +160 MW +240 MW Correspondendo a 80% da maior unidade de produção do sistema conjunto (305MW). Estes valores são afetados em cerca de 30%, atribuída a incerteza associada a produção eólica. Assim, $RCS \cong 110 \text{ MW (NIE)} + 210 \text{ (ESBNG)} = 320 \text{ MW}$, o que corresponde a 80% de 400 MW.
Noruega	Mínimo de 1600 MW (em 2006). Apenas controlo manual.
PJM (EUA)	1,1% de ponta + cálculo probabilístico para dias e horas típicos 1,5 da carga de vazio + cálculo probabilístico para dias e horas típicos.
Portugal	Regras da UCTE. Entre 80 MW para $L_{Máx} = 3000\text{MW}$ e 160 MW para $L_{Máx} = 7500\text{MW}$.
Suécia	Mínimo de 1200MW (em 2006). Apenas controlo manual.

2.6 INCORPORAÇÃO DE MÉTRICAS DE RISCO NA DETERMINAÇÃO DO R_{Oper}

Com a incorporação dos modelos probabilísticos ou de simulação nas avaliações de confiabilidade e com as incertezas inerentes ao SEE, somado a isso o crescente aumento das fontes renováveis, neste caso a energia eólica; pretende-se auxiliar a tarefa dos planejadores do SEE com a inclusão de métricas de risco na determinação do requerimento de reserva secundária e reserva terciária (ROSA, MATOS, et al., 2013); isto com o único fim de encontrar por médio de um processo de simulação do aspecto cronológico do SEE levado com a SMCS a distribuição de probabilidade discreta de perda de carga total que representa os desvios da carga, a variabilidade da potência eólica e o processo de interrupção das unidades geradoras. Neste trabalho não se tem em conta o processo de manutenção dos geradores, só o processo falha e reparo destes.

A determinação da R_{Oper} por médio de critérios determinísticos geralmente resulta em valores elevados e conservadores de reservas o que gera um custo final de energia mais oneroso para os consumidores. Com a incorporação de métricas de risco, procura-se por sua vez conseguir valores de reservas, que similarmente aos métodos determinísticos sejam conservativos com um nível de confiança apropriado, e que estes sejam o resultado de um procedimento que modele o comportamento aleatório dos componentes do SEE.

Assim, pretendesse por médio de cálculo de índices de confiabilidade e com a incorporação das métricas de risco no processo de simulação que o OR tome suas decisões com base em um perfil de risco que leve em consideração os supracitados aspectos.

Conforme é encontrado na literatura é sabido que os instrumentos de gestão de risco podem ser utilizados em qualquer área de desempenho, seja para mitigar o risco em um problema de gerenciamento de portfólio ou até mesmo na gestão do risco hidrológico, conforme adotado recentemente no planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro (ANEEL, 2013^a, 2013b) (DECKER, 2014).

Consequentemente, a utilização de aversão a risco em avaliações de confiabilidade até hoje não tem sido utilizado extensivamente, mas, com o advento da geração renovável, como é neste trabalho a geração eólica, sua variabilidade e incerteza na previsão de produção de potência eólica, faz com que as metodologias que não modelem o comportamento estocástico do sistema não sejam as mais adequadas para seu tratamento,

sendo assim, pretende-se por médio das métricas de risco VaR e CVaR, auxiliar aos planejadores do SEE com a implementação de um método de caracterização das necessidades de reserva secundária e reserva terciária, aproveitando umas das grandes características que oferece a SMCS que é de brindar a distribuição de probabilidades dos valores estimados no processo da avaliação.

Com o propósito de gerar credibilidade nas medidas de risco em qualquer campo de ação, neste caso em problemas de otimização, é feita uma observância de determinadas propriedades, tais como (JAPPE, 2014): monotonicidade, subaditividade, homogeneidade positiva, entre outros. Assim como foi apresentado no trabalho de (ARTZNER ET AL 1999; ARFUX, 2011), se considerarmos um conjunto V de variáveis aleatórias, a função $\rho: V \rightarrow R$ pode ser definida como uma medida coerente de risco, caso ela apresente as seguintes propriedades:

Monotonicidade

$X, Y \in R, \quad X \leq Y \Rightarrow \rho(Y) \leq \rho(X)$, assim sejam X e Y pertencentes ao conjunto dos números reais, sendo $X \leq Y$, para que a função ρ seja monótona, a imagem desta função para X deverá ser maior ou igual à de Y .

Subaditividade

$X, Y, X + Y \in V, \quad \Rightarrow \rho(X + Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$, ou seja, a medida de risco de um conjunto de ativos deve ser menor ou igual à soma das medidas de risco de cada ativo, consideradas isoladamente. Essa propriedade está relacionada à redução do risco por meio do efeito da diversificação do portfólio.

Homogeneidade Positiva

$X \in V, h \geq 0, h.X \in V \Rightarrow \rho(h.X) = h.\rho(X)$, se uma constante multiplica o termo independente de uma função, esta constante pode ser evidenciada na função. Ou seja, para um portfólio com risco $\rho(X)$, se o capital investido for ampliado ou reduzido linearmente pelo mesmo fator. O risco é proporcional ao capital investido.

Invariância de Translação

Supondo X como o retorno de um portfólio e α o retorno de um investimento livre de risco tem-se $X \in V, \alpha \in R \Rightarrow \rho(X + \alpha.r) = \rho(X) - \alpha$, de maneira que, suas propriedades não se alteram caso seus argumentos sofram uma translação. A interpretação dessa propriedade mostra que a adição de um investimento livre de risco a um portfólio, necessariamente diminui o risco do portfólio resultante.

Já conhecendo as quatro características desejáveis a uma métrica de risco, seguidamente será apresentadas umas considerações sobre as medidas de risco *VaR* e *CVaR* utilizadas no presente trabalho. Cabe ressaltar que ditas métricas de risco serão enfocadas com base no trabalho de (ARFUX, 2011) e (QUEIROZ, 2010), pois nestes trabalhos se encontra uma ênfase que se adapta ao que se quer apresentar e modelar neste trabalho.

2.6.1 Métrica *Value-at-Risk* (*VaR*)

Sendo o J.P. Morgan o primeiro banco que utilizo este parâmetro e divulgo um estudo há quase 21 anos, chamado “RiskMetrics”. Gerou-se uma credibilidade na área para o uso do parâmetro e assim este começo a se difundir e ser utilizado principalmente por bancos e fundos de investimento (QUEIROZ, 2010).

No exemplo de (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009), *em um dos seus relatórios, o J.P. Morgan divulgou para a carteira de sua tesouraria, um VaR de US\$ 15 milhões, para o horizonte de um dia e nível de confiança de 95%. Usando este exemplo, podemos dizer que o VaR do J.P. Morgan simplesmente estabelecia que a perda potencial do banco de um dia para o outro seria, no máximo, US\$ 15 milhões. Esta estimativa de perda máxima era dada com 95% de confiança. Assim, com 95% de probabilidade, a carteira do J.P. Morgan não sofreria uma perda diária maior do que US\$ 15 milhões. Ou seja, existia apenas 5% de chances de o banco perder mais do que US\$ 15 milhões de um dia para o outro.*

O *VaR*, como é mostrado por (JORION 2008; QUEIROZ, 2010), mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado intervalo de confiança. Segundo (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009) o *VaR* resume, em um único parâmetro, o risco potencial de posições em função de possíveis flutuações de indicadores de mercado como preços e taxas; neste caso para nosso trabalho as flutuações são representadas pelas incertezas geradas no processo de simulação por os desvios de carga, variabilidade da potencia eólica e pelas interrupções das unidades geradoras. É importante destacar que, ainda o processo de simulação seja extremamente complexo e com elevada incerteza, o *Value-at-Risk* constitui uma estimativa simples de perda máxima potencial, resumida em um único parâmetro (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009), esta definição pode ser estendida para qualquer aplicação ou processo onde possa ser calculado o *VaR*.

Três características fundamentais apresenta o VaR , os quais são mostrados na Figura 12 como são: Perda máxima potencial, horizonte de tempo e grau de confiança.

Figura 12. Principais elementos do Value-at-Risk.



Fonte: (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009)

Com respeito ao primeiro item, o VaR representa uma perda máxima potencial de uma distribuição de probabilidades, pelo qual se deve ter em conta que o processo de cálculo ou simulação seja bem rigoroso e com o melhor detalhamento possível para assim obter o valor mais acertado com a realidade do que se esta modelando (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009).

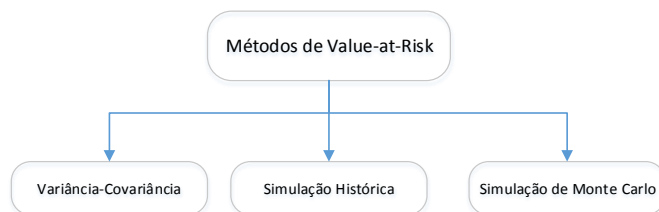
O horizonte de tempo está relacionado com o tempo no qual o valor de VaR é calculado e para o qual dito valor é válido, já passado esse tempo uma nova estimativa deve ser feita e um novo cálculo de este parâmetro deverá ser realizado (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009).

O grau de confiança tem de ver com o intervalo definido com que se quer estimar o valor de VaR , isso depende da aplicação ou da aversão ao risco que o investidor ou planejador deseje levar em conta na implementação ou no gerenciamento do risco de seu plano de investimento ou no nível de perdas que aspire cobrir (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009).

Entre as formas de estimação do VaR podemos destacar vários métodos como se observa na Figura 13: os métodos paramétricos como são o analítico e MC; e os métodos não paramétricos como o Método Histórico. No método histórico são verificadas as variações dos fatores de mercado ocorridas em períodos históricos definidos; o Método analítico ou variância-covariância onde são utilizados métodos estatísticos padronizados para calcular as variações no valor do portfólio atual (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009). Caracterizados pela utilização de intervalos de confiança e condicionados pela hipótese de distribuição normal dos fatores de risco do mercado, ou seja, é uma

aplicação direta das propriedades desta distribuição como é o cálculo da sua média e desvio-padrão; a SMC que é exibida como um dos métodos mais robustos entre as formulas de estimar o *VaR*, o qual se baseia na projeção aleatória de valores futuros. Esta projeção pode ser realizada a partir de dados passados, mas também pode ser gerada aleatoriamente através de algum procedimento estatístico (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009).

Figura 13. Métodos de estimação do Value-at-Risk (*VaR*).



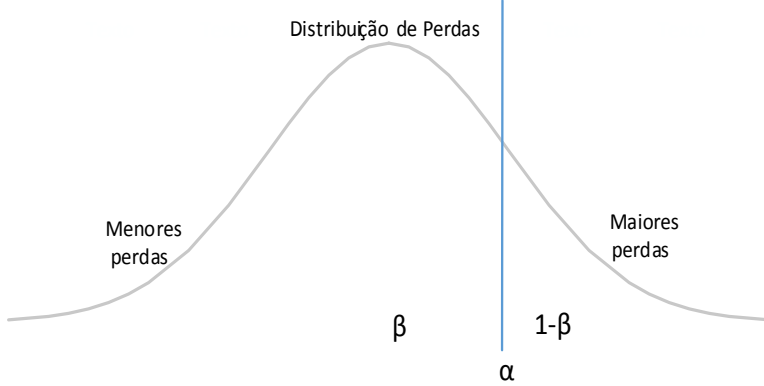
Fonte: (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009)

As projeções dos retornos futuros podem ser sorteadas com base nos retornos passados no método não paramétrico; e dentre os métodos paramétricos, podem ser realizados procedimentos estatísticos para estimar uma distribuição de probabilidades, que por sua vez servira de base para as projeções. A SMCS será utilizada neste trabalho de forma paramétrica, já que é gerada uma aleatoriedade baseada na distribuição uniforme para compor os estados dos componentes; e para comparar com as probabilidades das séries de dados para compor os recursos de fornecimento de potência, como é o recurso hidráulico e o recurso eólico os quais são gerados a partir de séries de dados existentes em formato de hora em hora (KIMURA, SUEN, *et al.*, 2009).

Assumindo que β é o intervalo de confiança, comumente, se pode obter o *VaR* a partir da distribuição de probabilidade do valor futuro $\mathbf{z} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{w})$, onde α é o menor valor da carteira para um determinado nível de confiança β e \mathbf{x} representa a participação de cada ativo no portfólio (vetor de decisões), geralmente empregam-se valores de β de 95%, 99%, o que significa, que dentro do período estudado, admite-se a ocorrência de 5% ou 1% de perdas acima do valor desejado (QUEIROZ, 2010).

Destaca-se que o *VaR* pode-se calcular quanto na distribuição de perdas, quanto na distribuição de ganhos, pelo qual, quando se trata da distribuição de perdas o *VaR* se encontra na cauda direita da distribuição (QUEIROZ, 2010).

Figura 14 – VaR para uma distribuição de perdas.



Fonte: (QUEIROZ, 2010)

A área β pode ser determinada com a seguinte integral (QUEIROZ, 2010):

$$\beta = \int_{-\infty}^{\alpha} z(x, w) dw = \text{prob}(z \leq \alpha) \quad (2.15)$$

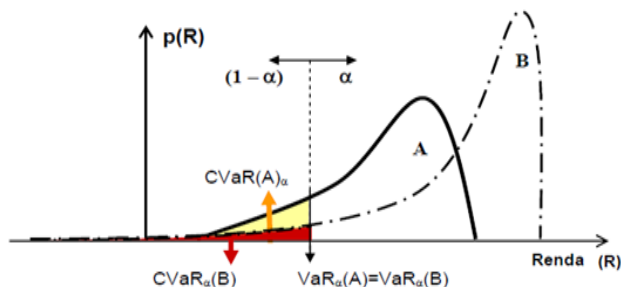
A área restante deve corresponder a $(1 - \beta)$ e representa a probabilidade da perda esperada violar um dado $\text{VaR} \propto \alpha$ (QUEIROZ, 2010).

$$1 - \beta = \int_{\alpha}^{\infty} z(x, w) dw = \text{prob}(z \geq \alpha) \quad (2.16)$$

Uma consideração que se deve ter com o VaR é que não apresenta informação ao respeito de perdas que o excedam, tendo que atuar com cautela ou utilizar métricas adicionais para o apoio da gestão de risco e assim ter um cobrimento total das possíveis perdas nas que se possam incorrer (QUEIROZ, 2010).

Além disso, a métrica apresenta problemas com a propriedade de sud-aditividade (incapacidade de medir diversificação), com isto resultou na criação do CVaR (QUEIROZ, 2010).

Figura 15 – Comparação entre VaR e $CVaR$ de duas distribuições de probabilidade de ganho.



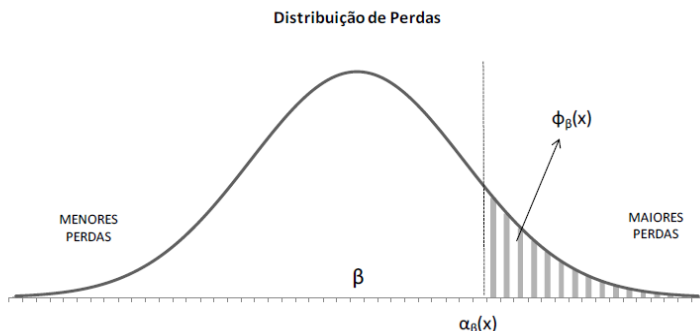
Fonte: (FREIRE, 2013)

2.2.1 Métrica conditional-value-at-risk ($CVaR$)

Métrica de risco para complementar o VaR . O $CVaR$ utiliza em sua composição informações sobre eventos que ocorrem nas caudas das distribuições de probabilidades, esta métrica pode ser considerada como o valor esperado das perdas após o limite de confiança do VaR , produzindo uma estimativa mais conservadora das perdas potenciais (ARFUX, 2011).

O $CVaR$ similarmente ao VaR poderá ser estimado em uma distribuição de perdas ou de ganhos (ARFUX, 2011).

Figura 16 – $CVaR$ para uma distribuição de perdas.



Fonte: (QUEIROZ, 2010)

O $CVaR(\Phi_\beta)$ para uma distribuição de perdas é dado pela seguinte expressão matemática (ARFUX, 2011):

$$\phi_\beta(x) = E\left[z/z \geq \alpha_\beta(x)\right] = \int_{-\infty}^{\infty} z \cdot p(w/z \geq \alpha_\beta(x)) dw \quad (2.17)$$

Com tudo, na formulação apresentada em (2.15), para a estimação do $CVaR$ é preciso o conhecimento prévio do VaR , o qual em alguns casos é representado por uma função mal comportada e difícil de otimizar (ARFUX, 2011).

Além disso, a métrica é considerada como uma medida coerente de risco, já que foi submetida a ditos testes e cumprir as quatro condições de uma medida coerente de risco (ARTZNER ET AL 1999; ARFUX, 2011).

Ao contrario do VaR o $CVaR$ diferencia distribuições com profundidades de perdas desiguais, como é apresentado na Figura 15, assim, o grande proveito do $CVaR$ em relação ao VaR é que além de possuir todas as vantagens do VaR em relação a outras medidas de risco, ele consegue ainda capturar a presença e a magnitude de eventos com baixa probabilidade que possam gerar elevadas perdas. Tal fato ocorre mesmo em eventos pouco prováveis, já que um dado cenário de baixíssima probabilidade e altamente prejudicial irá deslocar a média da cauda da distribuição para baixo (ou para a esquerda) enquanto que o VaR se mantém intacto (FREIRE, 2013).

2.7 APLICAÇÕES DE VAR E CVAR EM SEE

Nas mais variadas aplicações das medidas de gestão de risco aparecem utilizações que não só tem de ver com o mercado assim como já foi supracitado na gestão do risco hidrológico, adotado recentemente no planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro.

Estas não só devem estar atreladas a contratos de mercado, bolsas, entre outros, já que também podem estar vinculadas a qualquer tipo de investimento que possui riscos financeiros. Exemplos da utilização do VaR são encontrados em (QUEIROZ, 2010):

(MATOS e BESSA, 2011), apresentam uma definição da reserva operacional de curto prazo com uma nova perspectiva de risco, utilizando a distribuição de probabilidade de perda de carga do sistema, mostrando que é possível avaliar cada valor de reserva e suas

consequências no SEE, através de um conjunto de índices de confiabilidade que medem o risco de perda de carga do SEE.

(ZHONG e WU, 2006), que utiliza o *VaR* para o estabelecimento da reserva operacional de curto prazo, fazendo uso das tabelas de combinação de probabilidades das unidades e o custo da perda de carga do sistema, o *VaR* do SEE é determinado por comparação do valor de perda de carga do sistema com e sem reserva para o mesmo nível de risco, ressalta-se no artigo que os métodos determinísticos de confiabilidade seriam inconsistentes com os princípios econômicos (QUEIROZ, 2010).

(WONG, SAHA e DONG, 2007), neste artigo avaliam o risco financeiro da implantação de novos geradores em um sistema elétrico de potência. O preço anual acumulado e a curva de duração de carga são utilizados, junto com um perfil de preços de oferta distribuídos aleatoriamente para determinar o nível de carregamento prioritário da unidade de geração candidata. Uma escalação das unidades geradoras por preço de oferta permite a computação dos ingressos para as novas unidades (QUEIROZ, 2010).

(JAPPE, 2014) aproveita o *CVaR* para determinar a melhor solução num problema de otimização que aponta a concepção de um perfil de energia assegurada sazonalizada com o objetivo de maximizar a receita de um agente gerador hidrelétrico que atua sob despacho centralizado.

(DECKER, 2014) emprega as supracitadas métricas de gestão de risco para aumentar a segurança na estratégia de comercialização de energia elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

(FREIRE, 2013) utiliza o *CVaR* na resolução de um modelo de portfolio que incentiva a participação de fontes renováveis no ambiente de contratação livre utilizando a teoria dos jogos.

2.8 MÉTODOS DE SIMULAÇÃO

A continuação é apresentada uma breve descrição de alguns métodos computacionais existentes na literatura para avaliações de índices de confiabilidade; onde sua única finalidade é melhorar o desempenho do método de SMCS tradicional, para assim conseguir um proveito computacional que leve a utilização de esta ferramenta no SEE de grande porte. Já com estas alterações feitas nos diferentes algoritmos obtêm-se um ganho computacional, mas, por sua vez são perdidos alguns aspectos da ferramenta como a consecução das distribuições de probabilidade de algumas variáveis do processo de simulação.

2.8.1 Simulação de Monte Carlo não-sequencial

A SMCNS é um método de simulação que está baseado na amostragem dos estados do sistema independentemente da sua cronologia ou correlação entre os estados para assim obter resultados adequados para os indicadores de confiabilidade como o LOLP. No processo de simulação a ideia é amostrar uma quantidade suficiente de estados do sistema, através do uso de sua distribuição de probabilidade. A diferença dos métodos analíticos, é que os métodos probabilísticos não dependem da dimensão do espaço de estados do SEE e sem de uma quantidade suficiente de amostras para gerar uma solução de boa qualidade.

De modo geral, a estimativa de uma quantidade desconhecida pode ser calculada pela equação do valor esperado, por médio de NS vezes o sorteio aleatório da SMCNS, atualizando todos os índices a cada iteração, por médio da função teste adequada, como segue:

$$E[F] = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F(x_k) \quad (2.18)$$

Onde $F(x_k)$ é a função teste avaliada para x_k , e F é a variável aleatória que mapeia o valor $F(x_k)$; em que a variância do estimador é dada por,

$$V[E(F)] = \frac{V(F)}{NS} \quad (2.19)$$

em que $\tilde{V}(F)$ é a variância de $F(x)$.

A medida de precisão da metodologia de Monte Carlo é geralmente caracterizada pelo coeficiente de variação β , calculado através do desvio padrão da estimativa e do valor médio do índice estimado (BILLINTON e ALLAN, 1996), (ROSA, 2009).

$$\beta = \frac{\sqrt{V(E(F))}}{E(F)} \times 100\% \quad (2.20)$$

Para a implementação do algoritmo SMCNS os passos descritos a continuação são sugeridos em (ROSA, 2009) (BREMERMAN, 2014):

Passo 1

Contador de sorteios $NS = 0$;

Passo 2

Amostrar os estados dos componentes do sistema de sua respectiva distribuição de probabilidade cumulada, atualizar NS ;

Passo 3

Calcule a função F para cada estado x do sistema amostrado;

Passo 4

Estime $\tilde{E}[F]$ como o valor médio dos valores encontrados;

Passo 5

Calcule β , se é atendido o nível de tolerância, pare se não, regresse ao passo 2.

Como foi supracitado, o SMCNS apresenta a desvantagem ou dificuldade de representar aspectos cronológicos da operação do SEE. Por outra parte, apresenta uma convergência mais rápida e menor armazenamento de memória computacional no processo de simulação comparado com o método SMCS (ROSA, 2009), (BREMERMAN, 2014).

2.8.2 Simulação de Monte Carlo sequencial

Os estados amostrados preservam sua evolução histórico-dependente do tempo, assim é seguido no processo de simulação o comportamento cronológico da carga, fazendo com que este método tenha um gasto computacional bastante grande; também por que o método Monte Carlo faz uma busca cega dos estados de falha no espaço de estados global o que leva a ter que considerar um número elevado de avaliações para atingir o valor da convergência. Os estados são selecionados utilizando-se a sua distribuição de duração de estado do componente, a qual é considerada exponencial, levando em consideração as distribuições de probabilidades de operação do sistema e os seus valores de MTTR e MTTF de cada componente do sistema.

O período base das avaliações geralmente é um ano, já que é mais adequado para a dinâmica do SEE as curvas de carga e a geração. A função para o cálculo dos diferentes valores esperados e variâncias dos índices do SEE é apresentada a seguir:

$$E[F] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NS} F(y_n) \quad (2.21)$$

onde, NY é o número de anos simulados; y_n é a sequência de estados do sistema x_k , no ano n ; e $F(y_n)$ é a função para calcular os índices de confiabilidade sobre a sequência y_n .

Em (ROSA, 2009), (SALES, 2009) (BREMERMAN, 2014) é resumido o enfoque da SMCS como segue:

Passo 1

Gerar uma sequência sintética anual de estados do sistema y_n ; pela aplicação sequencial do modelo estocástico falha/reparo e o modelo de carga cronológico. Deste modo, o estado inicial de cada componente é amostrado. Geralmente o estado inicial para todos os componentes é assumido para ser ótimo ou estado up. A duração do componente no estado atual é amostrada por médio da sua distribuição de probabilidade exponencial fazendo uso do método da transformada inversa (BILLINTON e LI, 1994). A duração de cada componente é dada por:

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (2.22)$$

onde: T é o tempo de permanência no estado atual de cada componente; λ é a taxa de falha do componente se o estado presente é o estado up ou ótimo, ou λ é a taxa de reparo do componente se o estado atual é de falha ou down; e U é um número aleatório distribuído uniformemente amostrado no intervalo entre $[0,1]$;

Passo 2

Avalie cronologicamente cada estado do sistema x_k na sequência y_n e acumule os valores;

Passo 3

De modo a obter os índices de confiabilidade, calcule a função teste $F(y_n)$ com os valores acumulados;

Passo 4

Estime o valor esperado dos índices anuais como o valor médio dos resultados anuais para cada sequência simulada y_n ;

Passo 5

O critério de parada também esta baseado na incerteza relativa dos índices estimados. Assim, calcule o coeficiente β com a equação (2.18).

Passo 6

Verifique se o critério de precisão é atendido ou o intervalo de confiança é aceitável. Se a resposta é positiva, pare a simulação, se não, regresse ao passo 1.

O método da SMCS é utilizado para fazer a avaliação da capacidade da adequação da geração nesta dissertação. Portanto, mais atenção é dada para este método de simulação nos capítulos seguintes.

2.8.3 Simulação de Monte Carlo pseudo-sequencial

SMCPS mantém a eficiência computacional da SMCNS já que processa só as sequencias de falha e a capacidade para modelar os aspectos cronológicos do SEE, já que antes da aplicação do método uma quantidade considerável de sequencias anuais é simulada usando um processo semelhante ao utilizado na SMCS. A SMCPS é descrita em detalhe na referência (MELLO [51]; BREMERMAN, 2014).

2.8.4 Simulação de Monte Carlo pseudo-cronológico

O proposito deste enfoque é utilizar a SMCNS para selecionar os estados de falha do SEE; estes são selecionados por médio de sua respetiva distribuição de probabilidade de ocorrência, e a SMCS só é aplicado para quando se tem um estado completo de interrupção, já que a carga pode ser modelada cronologicamente (LEITE DA SILVA [44]; BREMERMAN, 2014), (GONZALES e LEITE DA SILVA, 2011).

2.8.5 Simulação de Monte Carlo quase-sequencial

Método proposto recentemente que utiliza um modelo de carga de Markov multi-nível não agregado. O modelo de carga Markoviano considera um conjunto de estados de carga multi-nível, representados, por exemplo, em um ano (8760 horas), sequencialmente ligados no mesmo ordem cronológico em que aparecem na sequencia histórica.

Baseado em um SMCNS, este método basicamente acompanha o modelo de carga Markoviano enquanto amostra os estados de falha ou reparo dos geradores do SEE (GONZALES e LEITE DA SILVA, 2011), (BREMERMAN, 2014).

2.8.6 Métodos populacionais

Como a SMCNS e alguns métodos analíticos, os métodos populacionais (MP) modelam o sistema com base na representação de estados, preocupando-se só pelos estados de falha. O que significa que o comportamento cronológico do processo não é levado em consideração, e uma maior rapidez nos cálculos dos índices e menor esforço

computacional são alcançados com estes. A desvantagem dos métodos é a incapacidade de gerar intervalos de confiança relacionados com a solução obtida (BREMERMAN, 2014).

Definindo um limiar os MP fazem uma procura orientada dos estados que tenham uma determinada probabilidade de falha. Dito limiar depende do enfoque do MP. O seu critério de parada baseia-se normalmente na estabilidade do índice que está a ser calculado: depois de um número de iterações sem progresso significativo, o processo é considerado como tendo atingido uma vizinhança suficientemente estreita do valor real. Algumas técnicas MP são mencionadas a seguir (BREMERMAN, 2014):

- Genetic Algorithms-based methods - Métodos baseados em algoritmos Genéticos.
- Swarm Intelligence-based methods (SI) - Métodos baseados em inteligência de enxame.
- Hybrid EA / SI EPSO - Técnicas híbridas como EA / SI EPSO.

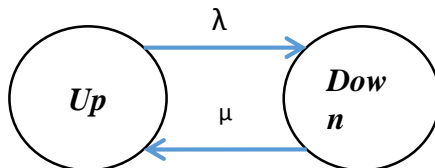
Geralmente os MP são a competição da técnica MC para avaliação dos índices de confiabilidade do SEE (ROSA, 2009).

2.8.7 Enfoque probabilístico baseado no modelo Markoviano

A variação aleatória de um processo permanente no tempo ou discreto é conhecida como um processo estocástico. O foco de Markov são processos estocásticos que apresentam a particularidade, chamada de memória Markoviano, em que os estados passados são irrelevantes para a predição do estado futuro, desde que o estado atual seja conhecido.

Conhecendo os parâmetros estocásticos λ e μ , isto é taxa de falha e reparo respectivamente de cada unidade de geração, é possível calcular a probabilidade das unidades de geração estar no estado disponível (A), e a probabilidade do sistema estar no estado indisponível (U) ou *Forced Outage Rate* (FOR), chamado de ciclo *up* and *down* durante o processo de simulação, conhecido também como modelo a dois estados o qual é apresentado na Figura 17 (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Figura 17 – Modelo a dois estados.



Na Figura 19 é apresentado o ciclo de operação de uma unidade de geração;

Figura 18 – Modelo a múltiplos estados.

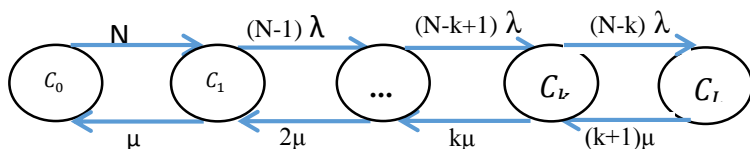
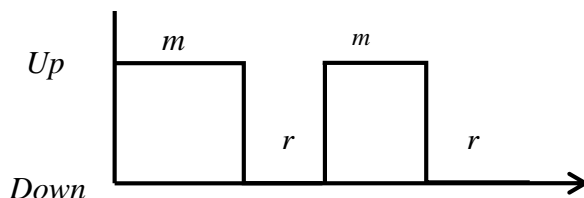


Figura 19 – Ciclo de falha e reparo de uma unidade de geração.



Fonte: (MENEZES R. e BENETTI, 2011)

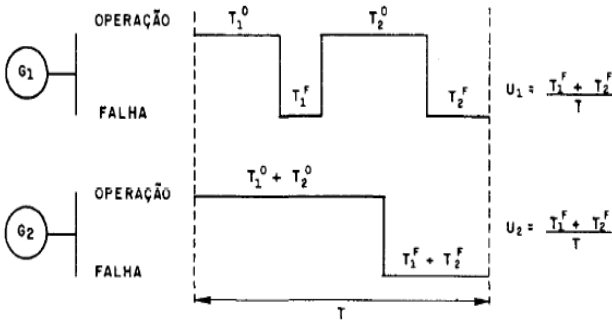
Onde m é o tempo meio para o componente falhar (MTTF: $1/\lambda$) e r o tempo meio para o componente ser reparado (MTTR: $1/\mu$); com isto é possível calcular as probabilidades mencionadas acima;

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.23)$$

$$FOR = U = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.24)$$

Assim a probabilidade de falha seja um indicador interessante para destacar se o SEE se encontra num estado resistente ou confiável, ou num estado fraco e precisa de melhorias, ele não oferece uma representação completa da unidade ou SEE. De fato, se observamos a Figura 20, se enxerga que as unidades G1 e G2 tem o mesmo FOR, mas no gerador G1 ocorreu quebraimento duas vezes que o gerador G2, o qual pode ter uma grande diferença dependendo do tipo de indústria e sua aplicação. Assim, a frequência das falhas é também um indicador necessário para avaliação da confiabilidade (MELO, 1986) (FONSECA, 2013).

Figura 20 – Ciclo de operação de duas unidades de geração.



Fonte: (MELO, 1986)

A frequência é obtida como;

$$f = \frac{1}{MTTF + MTTR} \quad (2.25)$$

A equação supracitada só é válida para o modelo de Markov a dois estados, já que possui uma frequência equilibrada. O que significa que a frequência de cruzar a fronteira em qualquer sentido é igual e a unidade vai para seu estado ótimo ou vai para seu estado de falha. Em estudos de confiabilidade o número representativo de estados dependerá do componente utilizado, por exemplo, dependendo do tipo de gerador ou tipo da usina são necessários mais estados. Assim a representação da carga, usinas com vários patamares e a potência eólica podem ser feita por meio do modelo Markoviano a múltiplos estados para que possam ser representadas todas as suas variações (ROSA, 2009).

Avaliações de confiabilidade são normalmente modeladas como discretos no espaço e contínuos no tempo. Os componentes permanecem em um dos estados, até que uma transição para outro estado ocorra, onde eles residirão até a próxima transição (BILLINTON e ALLAN, 1992).

2.8.8 Índices de confiabilidade para avaliação HL 1

Alguns dos métodos baseados no enfoque probabilístico ao final da avaliação de confiabilidade de um SEE geram como resultado índices de confiabilidade e / ou distribuições de probabilidades. Geralmente os métodos analíticos tem problema para gerar as distribuições de probabilidades o que dá aos métodos de simulação uma ampla vantagem. Usualmente os índices são expressos em valor por ano e temos duas importantes categorias de índices de confiabilidade usados para medir o risco dos estudos HL 1 (ROSA, 2009) (SALES, 2009):

- Índices tradicionais:

LOLP - loss of load probability (probabilidade de perda de carga);

LOLE - loss of load expectation (perda de carga esperada);

EPNS - expected power not supply (potência esperada não suprida);

EENS - expected energy not supply (energia esperada não suprida);

LOLF - loss of load frequency (frequência de perda de carga);

LOLD - loss of load duration (duração de perda de carga);

LOLC - loss of load cost (custo esperado da perda de carga).

MTBF - mean time between failures (tempo médio entre falhas)

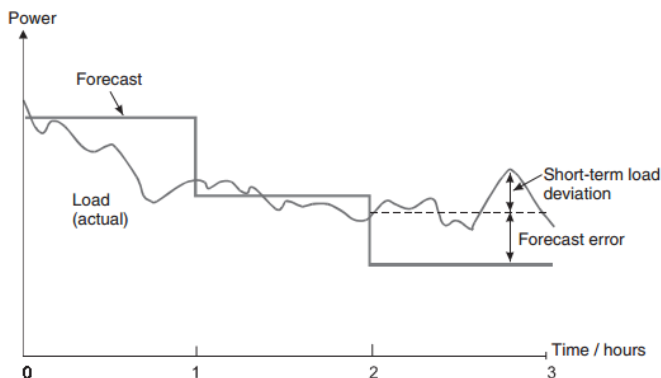
Os métodos probabilísticos podem ser analíticos ou simulação. Os métodos analíticos geralmente adotam a representação no espaço de estados e os métodos de simulação além da representação no espaço de estados, também há a representação cronológica (ROSA, 2009). Este trabalho será focado no método de simulação cronológico.

2.9 PREVISÃO DE CARGA

Ao longo do tempo a previsão da carga tem sido o fator mais importante para dimensionamento do SEE. Portanto já foram realizados diversos estudos a respeito de métodos de previsão de carga e caracterização do erro de previsão. Além disso, a variação da capacidade de geração disponível é facilmente obtida por análise do estado de cada unidade no início e no fim de cada hora h (SALES, 2009). Por tanto neste trabalho não será feito nada ao respeito de previsão de carga, utilizando-se os modelos já existentes, pois estes apresentam erros ao redor de 2 %.

De outra maneira o impacto da inserção de fontes de energia renovável no SEE ainda não é um aspecto bem percebido e modelado. Recentemente os erros de previsão de potência eólica são da ordem de 10% a 20% (WANG, GUO e HUANG, 2011). Em (FABBRI, SAN ROMÁN, *et al.*, 2005) é proposto um método probabilístico para calcular gastos de energia associados a erros de previsão de geradores eólicos, onde estudos de caso mostram que custos devido a erros de predição podem alcançar até 10% da receita total da venda de energia eólica. Deste modo é de extrema importância saber caracterizar a distribuição do erro de previsão de potência eólica. Apresenta-se a continuação uma representação da comparação da previsão da carga com a carga real do sistema, assim como o erro ou desvio de curto-prazo.

Figura 21 Exemplo da comparação da previsão da carga com a carga real mais o desvio de curto-prazo.



Fonte: (HOLTTINEN, 2004)

2.10 PREVISÃO DO ERRO DA POTÊNCIA EÓLICA

Quando se tem grandes parcelas de potência eólica no SEE é de grande relevância o modelo de previsão de geração eólica, já que sua apropriada modelização levará a uma melhor predição da potência eólica e com isto a um adequado dimensionamento do despacho econômico e das reservas de geração.

Dependendo da distribuição de erro de previsão de potência eólica assumida se terá um grande impacto sobre o intervalo de confiança produzido na previsão de potência eólica (HODGE e MILLIGAN, 2011).

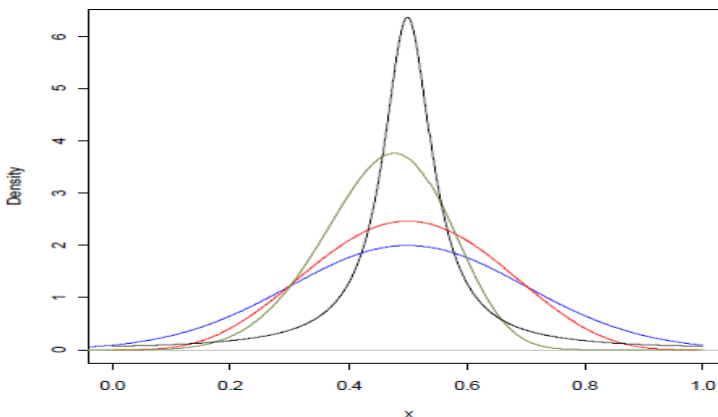
No trabalho (HODGE e MILLIGAN, 2011) é feito um estudo comparativo para dez diferentes usinas de geração eólica, onde é avaliada a melhor distribuição de probabilidade que represente o comportamento da potencia eólica para as escalas de tempo de até uma hora por meio do método da persistência. Neste método são confrontadas as formas da distribuição experimental e da distribuição normal. Com isto, se encontra que as distribuições variam enormemente da usualmente assumida distribuição normal e que a curtoses da distribuição diminui com o comprimento da escala de tempo de previsão. Finalmente é proposta a distribuição Cauchy para representar a distribuição do erro de previsão para pequenas escalas de tempo de até uma hora, também é observado que para a escala de 3 horas a distribuição normal é uma boa aproximação para modelar os dados de previsão da potência eólica pelo método da persistência.

Em (HODGE, LEW, *et al.*, 2012) é feito uma comparação das distribuições de erro de potência eólica baseada nas previsões de potência eólica com dados operacionais reais para diferentes países que utilizam geração eólica. No trabalho relata-se igualmente que a distribuição normal não é a mais apropriada para representar dita distribuição de erro de previsão de potência eólica. Além disso, foi encontrado que as distribuições são mais leptocúrticas, com uma importante distinção sendo as caudas mais grossas o qual foi visto na distribuição de erro da previsão de reserva operacional. Finalmente conclui-se que a distribuição hiperbólica é a melhor para representar a distribuição de erro de previsão de potência eólica.

Quatro distribuições que têm sido utilizadas para caracterizar a distribuição do erro de previsão de potencia eólica, que são: normal (ou Gaussiana), Beta, Weibull e Cauchy-Lorentz. A distribuição Beta é caracterizada por intervalos variando entre (0,1) baseado em dois

parâmetros α e β . A distribuição Weibull é uma distribuição contínua com dois parâmetros relativos ao formato e escala, denotados por k e λ . A Figura 22 mostra essas diferentes distribuições.

Figura 22 – Ilustração das diferentes funções densidade de probabilidade. No eixo x está o módulo do erro de previsão de potência eólica em p.u. $[0,1]$. A distribuição normal mostrada tem $\mu = 0.5$ e $\sigma = 0.2$. A distribuição beta tem parâmetros $\alpha = \beta = 5$. A distribuição Weibull é mostrada com $k = 5$ e $\lambda = 0.5$. A distribuição de Cauchy tem parâmetros $x_0 = 0.5$ e $\gamma = 0.05$.



Fonte: (HODGE, ELA e MILLIGAN, 2012)

Apresenta-se a continuação em uma forma resumida dois figuras que representam o procedimento feito para a avaliação da reserva estática e a reserva operacional, nos quais é aplicada toda a teoria apresentada aqui no estado da arte. Por sua vez é implementada a SMCS, em que é percebido o processo feito por cada modulo do algoritmo ressaltando-se sempre o processo cronológico que é seguido na simulação. Onde ao final obtém-se como resultado os índices de confiabilidade e as distribuições de probabilidade, que serviram como dados de entrada para o modulo implementado no calculo do valor mais adequado da reserva operacional.

Figura 23. Processo de avaliação da reserva estática.

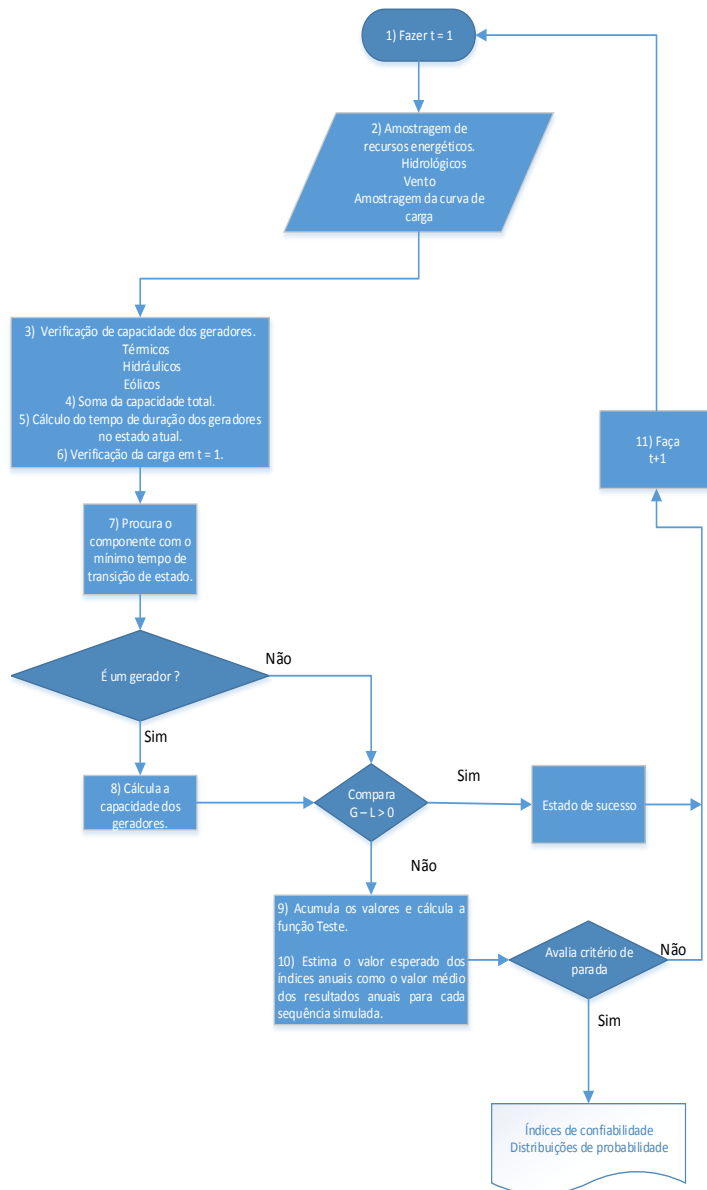
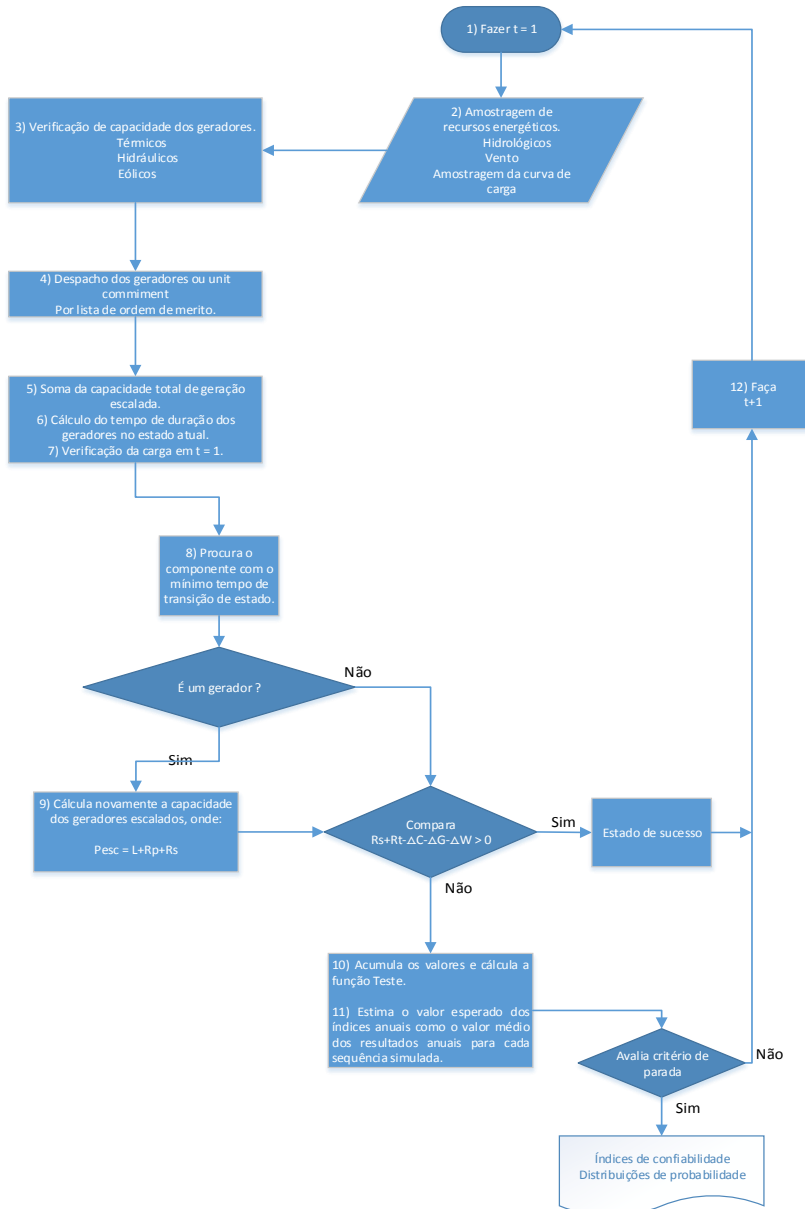


Figura 24. Processo de avaliação da reserva operacional.



2.11 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo tem como objetivo apresentar breves conceitos que servem como apoio para entender o desenvolvimento da presente dissertação, assim como a descrição das diferentes metodologias para determinar a reserva operacional em algumas partes do mundo atualmente.

É discutida a importância das reservas de geração no SEE, e seu adequado dimensionamento como são: reserva primária, reserva secundária e a reserva terciária, no novo ambiente de inclusão de geração eólica, pois da existência destas dependerá o fornecimento de potência eólica a grande escala no SEE. É visto que, a nível de reserva primária, a geração eólica não apresenta problemas, sendo as parcelas da reserva secundária e a terciária as que se tornam de interesse neste novo ambiente.

Também é exposta a razão da realização da avaliação da R_{oper} de longo prazo, em que é feita como um complemento à primeira (estática) em resposta a que este estudo desconsidera aspectos da dinâmica operacional do sistema, e que nesta se busca medir a flexibilidade dos sistemas de potência para lidar com a variabilidade das fontes intermitentes, como a geração eólica.

Além disso, foi mostrada a equação base do cálculo da avaliação da R_{oper} com a respectiva descrição de suas parcelas, e como é feito a modelagem de cada uma, para assim serem levadas ao JRESERVA.

Note-se que nos métodos para calcular a reserva operacional, que todos estes só são para o curto prazo, na etapa de operação do SEE, e alguns deles não levam em consideração as fontes intermitentes. Assim só dependem do nível de carga máxima prevista no SEE, gerando um cálculo de reserva que não satisfaz a estocacidade do SEE.

Também são mostrados conceitos e aplicações de métricas de risco como o VaR e o $CVaR$. O VaR é uma medida que fornece o valor limite de perdas com respeito a um intervalo de confiança, apresenta a desvantagem de não dar informação além desse limite. Por sua vez, o $CVaR$, é uma média ponderada dos piores cenários acima do VaR , sendo uma métrica mais conservadora por ter em conta em sua estimação o VaR e os restantes piores cenários.

Pretende-se, neste trabalho, utilizar os conceitos discutidos para implementar um método de caracterização da reserva operacional de longo prazo, que inclua a modelagem da geração eólica, assim como a incerteza na carga e as interrupções forçadas das unidades de geração. O anterior utilizará os conceitos que estão baseados na proximidade e o

complemento das métricas Value-at Risk (*VaR*) e Conditional- Value-at-Risk (*CVaR*), com os conceitos de reserva secundária e reserva terciária, que igualmente pousem uma imediação complementar clara.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

Pretende-se neste capítulo apresentar as bases da metodologia desenvolvida no presente trabalho, com uma concisa descrição sobre as parcelas que compõem a equação da R_{Oper} de longo prazo (2.9) apresentada no capítulo do estado da arte, para assim compreender melhor sua modelagem, representação e caracterização das reservas de potência que a conformam. Além disso, é mostrado o conceito de complementariedade da reserva secundária e terciária, na qual é baseada a metodologia de caracterização das necessidades de reserva pelos conceitos de gestão de risco VaR e $CVaR$, os quais apresentam a mesma relação. Assim por meio da obtenção de distribuições de probabilidade com o processo da SMCS cronológica é possível alcançar este objetivo. Esta seção está baseada nos trabalhos (ROSA, MATOS, et al., 2014) e (BREMERMAN, 2014).

3.1 DESCRIÇÃO DO MODELO DAS INTERRUPÇÕES DAS UNIDADES DE GERAÇÃO.

Para esta parcela da equação (2.9) é utilizado o ciclo de Markov a dois estados e multiestados, a fim de modelar o comportamento estocástico dos componentes do sistema e representá-los no método SMCS. O ciclo up/down é gerado através da taxa de falha (λ) e reparo (μ) de cada componente. O tempo de duração em cada estado é considerado para ser representado pela distribuição exponencial.

O ciclo a dois estados é utilizado para representar a tecnologia convencional como usinas hidroelétricas e térmicas. A capacidade das unidades térmicas é fixa e pré-especificada. A capacidade das hidro é definida para cada mês de acordo a seu correspondente valor da série hidro, a potência é obtida multiplicando seu valor de potência máxima por seu valor correspondente na série hidro. Estas séries são definidas para cada bacia hidráulica com base em dados históricos e visam capturar os fluxos históricos, volumes de reservatórios e tipo de operação.

A capacidade de potência eólica é modelada para se unir com a geração convencional. As unidades de geração são agrupadas em um modelo equivalente Markoviano de vários estados, posto que em um parque eólico existem várias unidades de geração, como mostrado na Figura 18. Somente dois parâmetros estocásticos são necessários: as taxas de falha e de reparação da unidade. Parâmetro N representa o

número de unidades geradoras da usina eólica. Se C é a capacidade da unidade eólica, a quantidade de energia associada com o estado de ordem k é dada por $C_k = (N - k)C$, $k = 0, \dots, N$. A probabilidade cumulativa P_k (de 0 a k) associada com este estado pode ser facilmente calculada. A fim de reduzir o número destes estados durante a SMCS cronológica, um processo simples de truncamento define a ordem de precisão desejada. As produções das unidades geradoras eólicas serão definidas para cada hora, de acordo com a série de vento horária para cada região geográfica. Da mesma forma do processo da potência das hidro, a potência máxima de uma turbina eólica é multiplicada pelo valor correspondente da série eólica (MATOS, PEÇAS LOPEZ, *et al.*, 2009), (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013) (BREMERMAN, 2014).

3.2 DESCRIÇÃO DO MODELO DA INCERTEZA DA PREVISÃO DA DEMANDA

As características de confiabilidade de um SEE podem mudar ao longo do ano, devido à propriedade sazonal da carga que dá forma ao perfil de demanda ao longo do ano. Por exemplo, devido à alta temperatura da temporada de verão, a carga elétrica é impactada principalmente por ar condicionado, enquanto a carga elétrica na estação do inverno é caracterizada pelo aquecedor elétrico, resultando em diferentes perfis de carga, (BREMERMAN, MATOS, *et al.*, 2014). De modo a conseguir bons resultados na avaliação de confiabilidade dos sistemas de geração, a modelagem detalhada da carga é desejada, no entanto esta precisão depende da quantidade e qualidade dos dados disponíveis, (ROSA, 2009).

O modelo de carga geralmente consiste em 8760 patamares de carga, resultantes da previsão do consumo total do ano em estudo. O método SMCS segue em sequência cronológica estas etapas de carga durante o processo de simulação.

O erro entre a previsão de carga e a carga atual é incluído na modelagem da carga, como é mostrado na equação (3.1). A partir desta definição dois níveis de incerteza podem ser representados: erros de previsão de carga de curto e longo prazo, que podem ser simulados por médio do processo de SMCS. Na representação de curto prazo, uma

incerteza horária é calculada durante a simulação, enquanto que a incerteza de carga de longo prazo é calculada uma vez por ano simulado, (BREMERMAN, MATOS, *et al.*, 2014).

$$L_a(t) = L(t) + \Delta L(t) \quad (3.1)$$

onde $L(t)$ é a previsão de carga na hora “ t ” que surge a partir da modelagem cronológica, $L_a(t)$ é a carga atual na hora “ t ” e $\Delta L(t)$ é a incerteza de curto prazo assumida para seguir uma distribuição gaussiana com media igual a zero e um desvio padrão proporcional à carga, (MATOS, PEÇAS LOPEZ, *et al.*, 2009).

A principal implicação da presente previsão de carga a curto prazo é que ela afeta diretamente as decisões relacionadas com a quantidade de reserva girante, assim como a reserva terciária rápida (BREMERMAN, MATOS, *et al.*, 2014).

3.3 DESCRIÇÃO DO MODELO DE INCERTEZA DA PREVISÃO DE ENERGIA EÓLICA

As principais medidas de erro das previsões de geração eólica mostram que para um parque eólico maior e horizontes temporais de 24 e 48 horas à frente a porcentagem de erro varia nos intervalos de 8-12% e 11-17% respectivamente, (MONTEIRO, BESSA, *et al.*, 2009). O que de fato tem um impacto sobre o procedimento de despacho e o Unit Commitment, (BREMERMAN, MATOS, *et al.*, 2014).

O erro das previsões de geração eólica geralmente é modelado utilizando processos estocásticos, devido à complexidade do comportamento do vento; neste trabalho é estudado utilizando uma simples técnica denominada método da persistência, em que se considera que a persistência do ar ou a previsão de potência assume que o vento (velocidade e direção) ou potência em certo tempo futuro vai ser o mesmo que é quando é feita a previsão (MONTEIRO, BESSA, *et al.*, 2009), o qual pode ser formulado como;

$$\Delta W_i(t) = W_i(t) - W_i(t - \tau) \quad (3.2)$$

onde $W_i(t)$ é a produção de potência eólica para um parque eólico individual na hora “ t ”, $W_i(t - \tau)$ é a última produção de potência eólica conhecida para esse parque eólico, e $\Delta W_i(t)$ é o desvio de

potência eólica do parque eólico individual na hora “ t ” devido ao erro no procedimento de previsão.

Depois de identificar o desvio de potência eólica para cada parque eólico na hora “ t ”, é necessário definir o desvio do sistema, que será a soma de todos os desvios individuais de parques eólicos (BREMERMAN, 2014).

$$\Delta W_s(t) = \sum_{i=1}^k \Delta W_i(t) \quad , \quad i = 1, 2, 3 \dots k \quad (3.3)$$

Onde $\Delta W_s(t)$ é o desvio de potência eólica do SEE. O método da persistência é muito simples e é o maior usado, uma vez que é utilizado como referência para avaliar a performance de metodologias avançadas. Cabe mencionar que uma técnica avançada vale a pena implementar se supera o supracitado método, já que na realidade, o vento tem um comportamento persistente o que faz a este difícil de bater, especialmente no curto prazo (1 – 6 h), (MONTEIRO, BESSA, et al., 2009).

3.4 MODELAGEM DAS NECESSIDADES DE RESERVAS

Avaliar a reserva operacional quando é inserida uma parcela considerável de geração eólica consiste em verificar uma serie de ocorrências ao redor das quantias ΔG , ΔL , ΔW_s , para assim averiguar a reserva necessária e desnecessária, bem como seus aspectos de distribuição de probabilidades.

Note-se que estes efeitos ($\pm \Delta G \pm \Delta W_s > \pm \Delta L$) ou ($\pm \Delta G \pm \Delta W_s < \pm \Delta L$) podem gerar incertezas positivas e negativas que ao fazer a combinação deles o resultado final pode ser como sendo um requisito de reserva para cima ou um requisito de reserva para baixo, o que reforça a necessidade de se estimar a reserva operacional de longo prazo. Esses eventos envolvem não só os erros de previsão de potência eólica e da carga, mas também as variações de interrupção dos geradores, (BREMERMAN, MATOS, et al., 2014).

Os equilíbrios de potência aqui mencionados podem ter implicações positivas ou negativas para o sistema com necessidade de reserva para cima ou para baixo como consequência. Como a avaliação de adequação do sistema de geração realizada nesta dissertação está preocupada com o equilíbrio de potência de longo prazo, a reserva para baixo pode ser desconsiderada uma vez que a abordagem utilizada

baseia-se nas capacidades faltantes de geração do SEE, (BREMERMAN, 2014).

Tabela 6 Relação entre as variáveis do processo de simulação.

	VARIÁVEIS			CONDIÇÃO	DESVIO	RESERVA NECESSÁRIA
<i>Id.</i>	ΔL	ΔG	ΔW_s	<i>SE</i>	<i>D</i>	PARA CIMA OU PARA BAIXO
A	+	-	-		-	PARA CIMA
B	-	-	-	$(\Delta G + \Delta W_s) > \Delta L$	+	PARA BAIXO
	-	-	-	$(\Delta G + \Delta W_s) < \Delta L$	-	PARA CIMA
C	-	-	+	$(\Delta G + \Delta W_s) > \Delta L$	+	PARA BAIXO
	-	-	+	$(\Delta G + \Delta W_s) < \Delta L$	-	PARA CIMA
D	+	-	+	$(\Delta G + \Delta W_s) > \Delta L$	+	PARA BAIXO
	+	-	+	$(\Delta G + \Delta W_s) < \Delta L$	-	PARA CIMA
E	+	+	+	$(\Delta G + \Delta W_s) > \Delta L$	+	PARA BAIXO
	+	+	+	$(\Delta G + \Delta W_s) < \Delta L$	-	PARA CIMA
F	-	+	-	$(\Delta G + \Delta W_s) > \Delta L$	+	PARA BAIXO
	-	+	-	$(\Delta G + \Delta W_s) < \Delta L$	-	PARA CIMA
G	+	+	-	$(\Delta G + \Delta W_s) > \Delta L$	+	PARA BAIXO
	+	+	-	$(\Delta G + \Delta W_s) < \Delta L$	-	PARA CIMA
H	-	+	+		+	PARA BAIXO

3.5 RELAÇÃO DE COMPROMISSO ENTRE A RESERVA SECUNDÁRIA E RESERVA TERCIÁRIA RÁPIDA

De modo a especificar de uma forma mais ótima as necessidades de reserva (secundária e terciária rápida) de longo prazo e caracterizar melhor o sistema de geração atual e futuro do SEE, é proposta a utilização das medidas de risco VaR e CVaR; com o fim de aproveitar uma das vantagens da SMCS que é de gerar distribuições de probabilidade das variáveis supramencionadas, para assim satisfazer adequadamente os desvios de potência apresentados na descrição da avaliação da RO de longo prazo.

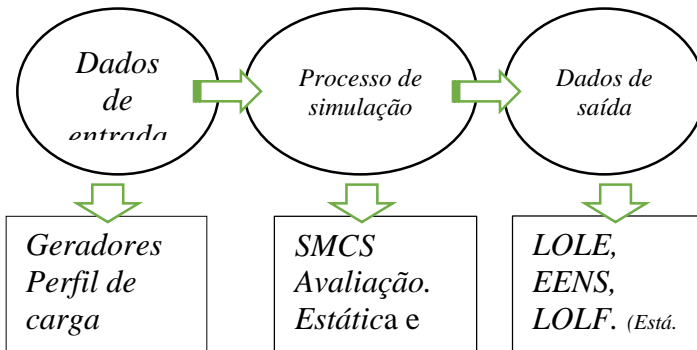
Com este fim pretende-se utilizar e acompanhar o programa JRESERVE que é um algoritmo baseado na SMCS, desenvolvido em JAVA que faz avaliações de confiabilidade de longo prazo para ambas as reservas (estática e operacional), além de calcular as distribuições de probabilidade das variáveis principais do processo. O modelo

JRESERVE calcula as duas avaliações na mesma simulação. A ferramenta também considera aspectos especiais como a integração de fontes de potência intermitente (como a geração eólica) e o impacto das interconexões (BREMERMAN, 2014).

A ideia principal é fazer possível o estudo do comportamento dos indicadores de confiabilidade tradicionais, tais como LOLE, EENS e LOLF, quando uma porção elevada de potência é proveniente da geração eólica.

A Figura 25 sintetiza o procedimento de simulação do modelo JRESERVE. O processo está dividido em módulos em que inicialmente se tem uma leitura de dados, a continuação passa para o procedimento de simulação e no final apresenta os resultados, seu ambiente é baseado em programação orientada a objetos.

Figura 25. Processo do modelo JRESERVE.

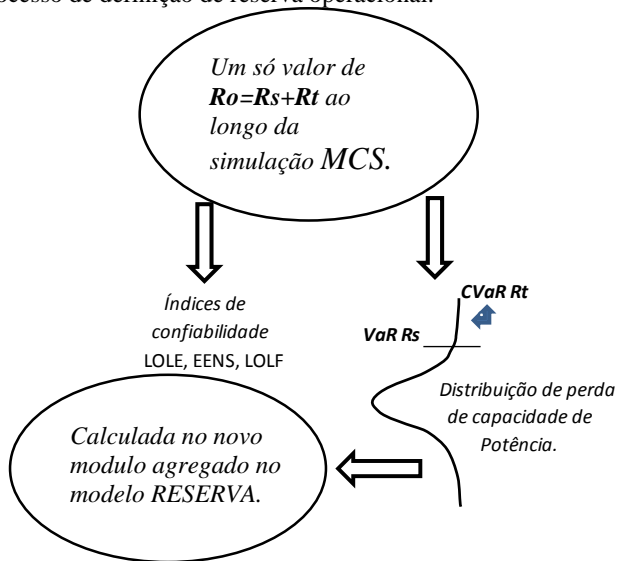


Além do apresentado na Figura 25, informações como caso de estudo a simular, nível pico da carga, valor do coeficiente de convergência β , valor de reserva primária R_p , reserva secundária R_s , máximo de anos a cobrir na simulação, incertezas na carga, são definidos no começo do procedimento. Na parte da simulação, geração de números aleatórios, composições dos estados dos componentes (ciclo falha – reparo), tempos de duração no estado atual (distribuídos exponencialmente), despacho por ordem de mérito são ações que compõem este modulo. Já na parte final, índices para as reservas estática e operacional são gerados e as respectivas distribuições de probabilidades das variáveis aleatórias supraditas neste capítulo (BREMERMAN, 2014).

No modelo JRESERVE e no trabalho de (MATOS, PEÇAS LOPEZ, et al., 2009), (ROSA, MATOS, et al., 2014) se considera que a reserva primária R_P (regulação de frequência), e a reserva secundária R_S (girante), capacidades que aportam segurança no SEE; são valores calculados previamente com alguma formula determinística ou utilizando algum critério como da unidade maior do sistema e são deixados como quantidades de potência fixa ao longo do processo de simulação. O valor de reserva girante pode ser sempre redefinido ao final da simulação, para um valor mais apropriado no caso de o seu desempenho associado estiver abaixo de um valor aceitável pré-estabelecido (ROSA, MATOS, et al., 2014).

O processo de SMCS atinge convergência ou número máximo de iterações, seguidamente é calculada da distribuição de probabilidade de reserva operacional assumida como uniforme, os seus valores de média, desvio padrão e valor esperado, no novo modulo agregado ao modelo JRESERVE. Lembrando que o teorema do limite central (BILLINTON e LI, 1994), indica que quando o número de iterações da variável aleatória X é suficientemente alto sua média aritmética segue uma distribuição normal.

Figura 26. Processo de definição de reserva operacional.



No procedimento da SMCS o intervalo mínimo considerado é de 10.000 anos ou até que o processo alcance a convergência, o que segura o comportamento distribuído normal das variáveis aleatórias. Depois de terminada a simulação é verificada com os valores dos índices de confiabilidade obtidos o valor de R_S , se é adequado ou se tem que redefini-lo, para voltar novamente à ação de simulação. A continuação é apresentada um novo enfoque para a definição dos requisitos de reserva operacional de longo prazo ($R_S + R_T$). A ideia é gerar distribuições de probabilidades de reserva operacional ($R_{Oper} = R_S + R_T$) para cada hora do dia, e assim gerar vinte e quatro valores de RO que tornam o procedimento mais ajustado à realidade da operação do SEE.

3.5.1 NOVO ENFOQUE PARA O CÁLCULO DA RESERVA OPERACIONAL ($R_S + R_T$) DE LONGO PRAZO

Neste enfoque são geradas vinte e quatro distribuições de probabilidade de R_{Oper} como o resultado do procedimento de simulação. O processo é similar da

Figura 26, só que vai gerar um vetor para cada hora do dia onde guarda a margem da comparação do R_{Oper} com as incertezas do procedimento (carga, geração eólica, interrupções de unidades de geração), e assim poder definir as distribuições de probabilidade pertinentes, uma representação é mostrada na Figura 27 e Figura 28.

Assim, sendo mais consequente com a operação no curto prazo do SEE, em que é conhecido que no tempo real o SEE pode se modificar em minutos ou segundos; seja pelo aumento súbito na carga, manutenção ou saída forçada de um gerador ou pela alteração na geração eólica, o que determina que a R_{Oper} disponível este mudando também a cada hora. Por esse motivo, é proposta a obtenção de um vetor de $[1 \times 24]$ valores de R_{Oper} correspondente ao dia e hora, respectivamente, para representar com melhor detalhamento os efeitos de curto prazo da operação do SEE.

Figura 27. Obtenção de R_{Oper} no processo de simulação para cada hora do dia por ano.

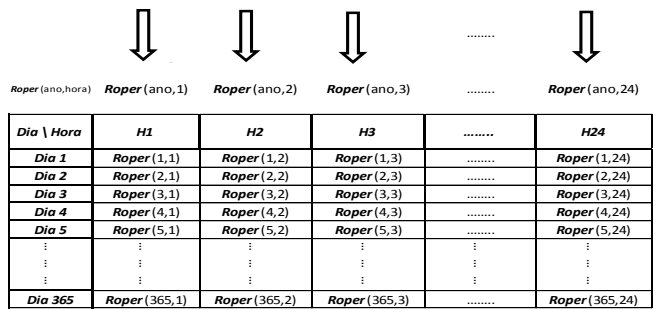
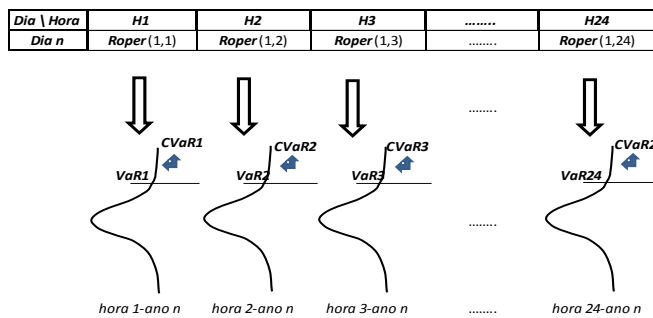


Figura 28. Calculo da distribuição de probabilidade de R_{Oper} e cálculo do VaR e $CVaR$ para cada hora do dia e ano n.



A Figura 27 exibe a maneira de coletar os dados para a computação das distribuições de probabilidade para cada hora do dia, onde é colhido para cada hora o valor de perda de carga para cima e para baixo ao longo do processo de simulação, já ao final do processo é feita a ordenação dos valores de potência, em que os valores negativos são juntados com o valor zero, deixando só os valores positivos para proceder com a estimação das mencionadas distribuições e ao final com a obtenção do VaR e $CVaR$.

Onde $R_{oper}(1,j)$ na Figura 28 representa a reserva do dia na hora “j” com $j = 1, \dots, 24$. Nesta abordagem a definição do R_{Oper} será ainda mais precisa, já que se abstraem e se capturam os efeitos em curto prazo das variáveis supraditas em cada distribuição de probabilidade de perda de carga encontrada para cada hora. De esse modo determinar o comportamento do R_{Oper} ao longo do dia, saber em que momentos é

mais crítica e em que momentos têm R_{Oper} sobrança no SEE. Uma vez que no primeiro caso apresentado na

Figura 26, só se tinha um valor para o dia todo, perdendo-se a sensibilidade dos eventos que acontecem a cada hora do dia. Apresenta-se na Figura 29 o processo de obtenção do valor de R_s e R_t pela obtenção das distribuições de probabilidade com a SMCS.

Para a definição dos valores de reserva são utilizados os seguintes conceitos de gestão de risco; o critério de reserva secundária R_s pode ser interpretado como o value-at-risk (Var), e o valor de reserva terciária rápida (R_t) pode ser visto como complemento do value-at-risk ($CVaR$), uma vez que a quantidade de reserva terciária rápida representa o montante de potência que excede a reserva secundária.

Além de que ditas reservas ($R_s + R_t$) apresentam os mesmos objetivos de trazer de volta o valor da frequência e os valores de potência nas interconexões caso existam, observe-se na

Figura 30 o modo de atuar das reservas ante um evento no SEE onde se pode notar a complementaridade e a compensação do controle terciário de geração ou (R_t) sobre o controle secundário ou (R_s) do SEE.

Figura 29. Processo geral de obtenção do valor de R_{Oper} .

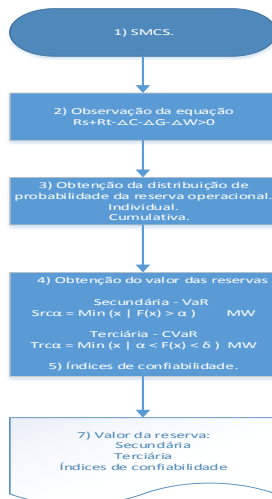
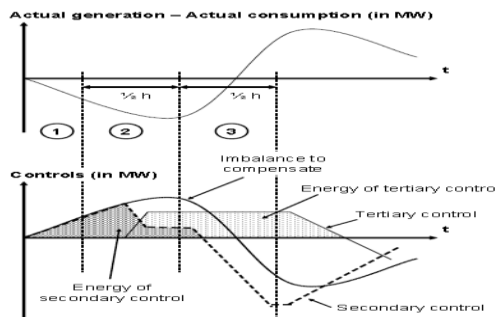


Figura 30. Complementaridade na Implementação do controle terciário sobre o controle secundário ante um evento no SEE.



Fonte: (REBOURS, 2008)

Como foi supramencionado, a SMCS tem a capacidade de proporcionar a distribuição de probabilidade das variáveis que participam no processo de simulação, neste caso e para esta dissertação precisamos da distribuição da R_{oper} , além disso, como foi supracitado o teorema do valor final segura o comportamento normal das distribuições, o que conclui que podemos representar por médio de uma distribuição de probabilidade normal as variáveis aleatórias do processo.

Pretende-se como o feito no trabalho de (MATOS e BESSA, 2011) para o curto prazo, representar por médio da distribuição mencionada os valores de perda de carga que representam a R_{oper} para o longo prazo, e de está obter o valor do VaR e $CVaR$ para o nível de confiança requerido ou especificado, os quais serão por sua vez o valor de R_S e R_T ao mesmo tempo.

Por tanto seguindo a notação de (ROSA, MATOS, et al., 2014), se X denota uma variável aleatória definida como a soma dos desvios de carga, da geração eólica, e da interrupção da geração convencional na hora " t ", como é mostrado na

Figura 6. Assim, a variável discreta X pode ser escrita como uma função de probabilidades de possíveis valores x_1, x_2, \dots, x_n , como segue

$$f(x_i) = P(X = x_i) \quad (3.4)$$

Como $f(x_i)$ esta definido como uma probabilidade, a seguinte condição deve ser verificada:

$$f(x_i) \geq 0 \quad \forall x_i \in \mathfrak{R} \quad (3.5)$$

$$\sum_{i=1}^n f(x_i) = 1 \quad (3.6)$$

E a função de distribuição cumulativa pode ser escrita como:

$$F(x) = P(X \leq x) = \sum_{x_i \leq x} f(x_i) \quad (3.7)$$

Como foram especificadas no item 3.4, as necessidades de reserva podem ser negativas ou positivas, como se apresenta na

Tabela 7, dependendo do processo aleatório associado com o erro da previsão de carga (curto e longo prazo), erro de previsão eólica, assim como a aleatoriedade do ciclo de falha e reparo das unidades de geração.

Tabela 7 Exemplo ilustrativo do requerimento de reserva operacional.

	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5
x_i	-22 MW	-11 MW	0 MW	11 MW	22 MW
$f(x_i)$	1/11	3/11	3/11	3/11	1/11
$F(x)$	1/11	4/11	7/11	10/11	1
	Reserva para baixo			Reserva para cima	

Fonte: Adaptado de (ROSA, MATOS, *et al.*, 2014)

Além do mostrado na

Tabela 7, foi escrito também no item 3.4 que a preocupação desta dissertação é definir os valores de capacidade de reserva para cima que representa a adequação da geração do SEE; e desde o ponto de vista operacional, só os valores positivos são tomados de modo a definir a quantidade de potência necessária para o requerimento de reserva secundária dentro de um intervalo direto de confiança. Assim os valores negativos são cumulados em 0 MW, como é indicado na Tabela 8. Os valores da variável aleatória X são coletados a cada hora da simulação,

dado que $x_i = x_t$, onde “t” varia entre 1 e 8.760 h. Depois disso, os valores podem ser organizados em classes de necessidades de quantidade de potência, e o valor mais elevado que cumpra com o nível de risco desejado (neste caso, no lado direito da distribuição como é apresentado na Figura 14) é usado para representar a \mathbf{X} .

Tabela 8 Requerimento de reserva operacional para cima.

	\mathbf{X}_1	\mathbf{X}_2	\mathbf{X}_3
x_i	$(-P, 0] \text{ MW}$	$(0, 11] \text{ MW}$	$(11, 22] \text{ MW}$
$f(x_i)$	7/11	3/11	1/11
$F(x)$	7/11	10/11	1
Reserva para cima			

Uns dos primeiros valores a serem calculados, através do uso desta metodologia, é a expectativa das necessidades de reserva (ENR). A equação imediata exhibe a definição do valor esperado para uma variável aleatória.

$$E(x) = ENR = \sum_{x_i} x_i f(x_i) \quad (3.8)$$

Lembrando alguns aspectos relacionados com os desvios da carga, geração eólica e as interrupções dos geradores nesta metodologia de R_{oper} de longo prazo podem influenciar as medições de necessidades de reserva durante o percorrer da simulação. Porém, alguns deles podem influenciar diretamente os resultados, tais como, o nível de erro na previsão de carga definidos para alterações de curto e longo prazo, o modelo de erro da previsão eólica e os parâmetros estocásticos de cada unidade de geração. Este último tem uma participação significativa nesta metodologia, uma vez que as definições das quantias de potência de reserva primária e secundária podem influenciar diretamente no desvio de interrupção dos geradores.

Devido à estreita correspondência entre a reserva secundária e a reserva terciária rápida, a quantidade de potência estimada para executar a tarefa da reserva secundária deve ser robusta e deve desconsiderar os desvios de potência infrequentes ou que tenham probabilidade individual de ocorrência muito baixa. Já a quantidade de reserva terciária rápida pode assumir a tarefa de cobrir estes eventos incomuns, o que pode ser interpretado como uma medida percentil alternativa ou o

complemento do value-at-risk adotado pela reserva secundária. De tal modo, os critérios de reserva secundária e terciária rápida, nomeados na referencia base da metodologia (ROSA, MATOS, et al., 2014) como critério de reserva secundária (S_{RC}) e critério de reserva terciária (T_{RC}), podem ser definidos da mesma forma como o value-at-risk e o complemento do value-at-risk, como seguem:

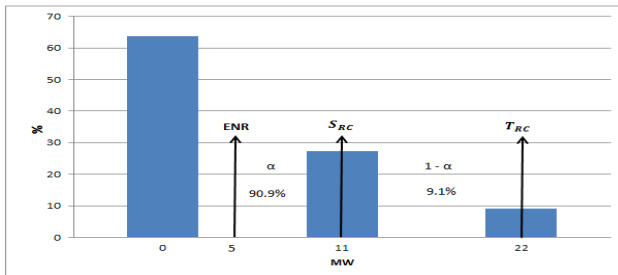
$$S_{RC_\alpha}(x) = \min\{x | F(x) \geq \alpha\} \text{ MW} \quad (3.9)$$

$$T_{RC_\alpha}(x) = \min\{x | \alpha < F(x) \leq \delta\} \text{ MW} \quad (3.10)$$

onde a reserva secundária de X (MW) associado com o nível de confiança $\alpha \in]0,1[$, é dado pelo mínimo x tal que a função de probabilidade cumulativa avaliada em x é maior ou igual que α .

Como consequência, a reserva terciária rápida de X (MW) associada com o nível de confiança $\delta \in]0,1[$, pode ser escrita como o complemento da S_{RC} , e é dado pelo mínimo x tal que a função de probabilidade cumulativa avaliada em x é maior que α e menor ou igual que δ . Na Figura 31 é apresentado um pequeno exemplo baseado na Tabela 8, onde o ENR é 5 MW, o S_{RC} é 11 MW associado com um nível de confiança de 0.909 ou (ou 90.9%), e a T_{RC} de 22 MW. Note-se que, esta função de probabilidade só tem três valores, onde o complemento da S_{RC} (T_{RC}) é coincidente com o último e desvio maior de potência.

Figura 31. Requerimentos de reserva.



Fonte: Adaptado de (ROSA, MATOS, et al., 2014)

Evidentemente, as escolhas de probabilidades devem ser baseadas na reserva secundária e terciária rápida disponível na usina de geração. Obtendo um melhor benefício do processo aqui descrito o SEE que disponha de tecnologia "flexível" em seus parques de geração. Contudo, esta metodologia poderia ser vista como uma alternativa para definir a relação de compromisso entre S_{RC} e T_{RC} , através do uso de uma medida de risco bem conhecida (ROSA, MATOS, et al., 2014).

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi abordada a descrição da metodologia proposta para a obtenção do valor mais adequado da RO. O qual é baseado nas distribuições de probabilidade obtidas pela SMCS cronológica.

É visto também que a implementação da metodologia depende da disponibilidade de tecnologia que apresenta a usina ou parque de geradores do SEE, já que é mais adequada quando o sistema disponha de "flexibilidade" em suas unidades de geração que sirvam para dar respaldo à geração eólica.

Também, no item 3.4 é feita uma breve exposição das necessidades de se avaliar a R_{Oper} , já que trás estes modelos de incertezas existe uma relação complicada de acontecimentos que deveram ser abordados no procedimento de simulação, sendo que estas incertezas podem gerar necessidades de reserva para cima ou necessidades de reserva para baixo, as últimas colaborando com o SEE. Alias, é feita a consideração de só trabalhar com as necessidades de reserva positiva ou reserva para cima, já que o escopo desta dissertação é a adequação da capacidade das reservas de geração do SEE; então a reserva necessária negativa pode ser desconsiderada no processo de ponderação.

Apresenta-se o novo enfoque que se aborda neste trabalho, além de propor uma abordagem um pouco mais exacto para a captura e separação dos eventos; no qual é proposto o calculo da R_{Oper} por hora do dia, por meio do novo módulo adicionado ao JRESERVA. (Este modulo ainda deve ser acondicionado para o calculo da R_{Oper} hora-hora; questão que fica para um trabalho futuro). Valores que serão calculados ao final da simulação e permitirão enxergar melhor ditos acontecimentos na R_{Oper} ao longo do dia, visando representar a operação de curto prazo de uma maneira mais aproximada.

Do mesmo modo, é exposta a relação que tem as reservas secundária e terciária rápida, para assim suportar a metodologia abordada neste trabalho, e poder fazer uso das ferramentas de gestão de risco como o *VaR* eo *CVaR*; visto que o *CVaR* é o complemento do *VaR* e a reserva terciária rápida tem o mesmo comportamento com a reserva secundária.

4 SIMULAÇÃO E RESULTADOS

No seguinte tópico será descrito o procedimento de simulação e exposto os resultados com o fim de verificar a metodologia apresentada no capítulo anterior. Inicialmente será validado e simulado com o sistema teste IEEE-96HW para corroborar os resultados do algoritmo com o qual está sendo obtidas as distribuições de probabilidade, algoritmo baseado na SMCS cronológica como foi mencionado.

Com isto, procura-se enxergar e avaliar a capacidade e flexibilidade do sistema atual ou futuro de geração para lidar com as incertezas inerentes a produção eólica, assim como as interrupções dos geradores e a variação da carga, com o objetivo de projetá-lo para o futuro.

Dita verificação está fundamentada nas necessidades de R_{Oper} de longo prazo por médio das métricas de risco VaR e $CVaR$ com o impacto da geração eólica no SEE através do cálculo dos índices de confiabilidade tradicionais.

O sistema teste trata-se do sistema de prova para estudos de confiabilidade IEEE-RTS-96. O presente sistema tem sido modificado duas vezes (LEITE DA SILVA, SALES, et al., 2010), (BREMERMAN, 2014):

- a) Na primeira modificação é adicionado o efeito da flutuação da capacidade de origem hidráulico por meio da adição das séries hidráulicas.
- b) Na segunda mudança, substitui-se uma unidade térmica a carvão com capacidade de 350 MW por 1.526 MW de capacidade instalada de geração eólica, de modo a incrementar a geração renovável no sistema, a configuração é chamada de IEEE RTS-96HW, contendo esta última as duas modificações e com o qual serão desenvolvido o presente trabalho.

O presente capítulo está dividido da seguinte forma: na seção 4.1 são vistos as referências do sistema teste e os sistemas reais. Na seção 4.1.1 é discernida a representação original do IEEE-RTS-96. Na seção 4.2 é mostrada a descrição dos cenários. Na seção 4.3 é realizada a validação do algoritmo. Na parte 4.4 é elaborada as simulações para verificar a metodologia.

4.1 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS

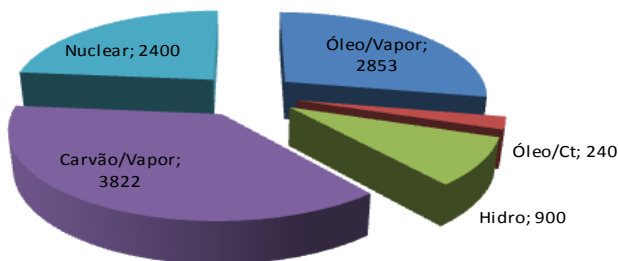
Esta seção mostra uma breve descrição do sistema teste IEEE- RTS-96.

4.1.1 Sistema teste de confiabilidade IEEE-RTS-96

O relatório descrito em (GRIGG, WONG, et al., 1999) apresenta um sistema teste aprimorado (RTS-96) para ser utilizado em estudos de avaliação de confiabilidade do SEE. A finalidade de um sistema teste é a possibilidade de que as técnicas de avaliação de confiabilidade novas e existentes sejam comparadas com os estudos de referência feitos para esses sistemas. O sistema teste foi desenvolvido com base no sistema original da IEEE para teste de confiabilidade (designado como RTS-79) para refletir mudanças nas metodologias de avaliação e para superar as deficiências percebidas (BREMERMAN, 2014).

A configuração original do RTS-96 é composta por 96 unidades geradoras, divididos em cinco tecnologias diferentes, com uma capacidade total instalada de 10.215 MW e um pico anual de carga de 8.550 MW. A Figura 32 mostra a capacidade instalada de cada tecnologia.

Figura 32. Composição do sistema de geração original do sistema IEEE-RTS-96 em (MW).



Note-se na Figura 32 que desse total só o 8,8% é proveniente de recursos renováveis como é o hidráulico que representa 900 MW, o restante 9.315 MW são divididos em tecnologia térmica, dos quais o carvão / vapor concebe o 37,4%, o óleo / vapor é 27,9% assim como o

óleo / Ct está na quantia mais baixa de 2,3%, já a tecnologia nuclear é situada em 23,5%.

Além disso, pode-se notar a quantidade de capacidade de reserva estática que representa um 16,3% da capacidade de geração total instalada.

4.2 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS.

A continuação é descrito os cenários para avaliar os índices de confiabilidade. No sistema teste é incluso flutuações de potência para as unidades hidrelétricas assim como a integração de fontes renováveis como são geradores eólicos com suas respectivas séries anuais de variação de potência.

4.1.2 Sistema teste de confiabilidade IEEE-96 HW.

A primeira versão do sistema teste de confiabilidade IEEE-RTS-79 foi desenvolvido e publicado em 1979 (SUBCOMMITTEE P.M, 1979), pelo Subcomitê de Aplicação de Métodos Probabilísticos (APM) do Comitê de Engenharia de Sistemas de Potência. Ele foi desenvolvido para satisfazer a necessidade de uma base de dados padronizada para testar e comparar resultados de diferentes metodologias de avaliação de confiabilidade de sistemas de potência. Como tal, o (RTS79) foi projetado para ser um sistema de referência que contém os dados básicos e parâmetros necessários para os métodos de avaliação da confiabilidade composta de SEE. Reconheceu-se, nesse momento que melhorias para o (RTS79) podem ser necessárias para aplicações específicas.

Em 1986, uma segunda versão do RTS foi desenvolvida (RTS86) e publicada (ALLAN, BILLINTON e ABDEL-GAWAD, 1986), com o objetivo de se tornar o RTS mais útil na avaliação de diferentes metodologias de modelagem e avaliação de confiabilidade. Experiência com o (RTS79) ajudou a identificar os requisitos adicionais de dados críticos e a necessidade de incluir os índices de confiabilidade do sistema teste. O (RTS86) expandiu o sistema de dados principalmente com relação ao sistema de geração. A revisão não só ampliou o número de unidades geradoras na base de dados do (RTS79), mas também incluiu unidades com estados reduzidos de potência, programa de manutenção das unidades, incerteza na previsão da carga e o efeito da interconexão. A vantagem de (RTS86) encontra-se no fato de que ele

apresentou os índices de confiabilidade do sistema derivados através da utilização de técnicas de solução rigorosas sem quaisquer aproximações no processo de avaliação. Estes índices exatos servem para comparação com os resultados obtidos por outros métodos.

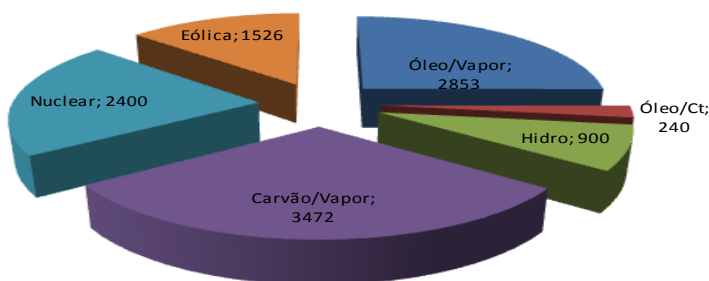
Assim, desde a criação do (RTS79) a indústria de energia elétrica tem mudado em alguns aspectos. Estas mudanças fizeram com que um grupo de trabalho nomeado “task-force” sugerirá um (RTS) multiárea incorporando dados adicionais.

De tal modo, foi criado o (RTS96) e em seu desenvolvimento e adoção dos vários parâmetros, não houve intenção de desenvolver um sistema teste que fora representante de qualquer sistema de potência específica ou típico. Forçar tal exigência no (RTS) resultaria em um sistema com características menos universal e, por conseguinte, seria menos útil como referência para testar o impacto de diferentes técnicas de avaliação em diversas aplicações e tecnologias.

Um dos requisitos importantes de um bom sistema de teste é que ele deve representar, tanto quanto possível, todas as diferentes tecnologias e configurações que poderiam ser encontrados em qualquer SEE. O (RTS96), portanto, têm de ser um sistema híbrido e atípico, (GRIGG, WONG, et al., 1999) (BREMERMANN, 2014).

Como pode ser observado na Figura 33, a inserção de 1.526 MW de geração eólica, representando um 13,4% da capacidade total do SEE teste levando para um total as energias renováveis de 8% a 21,3%.

Figura 33. Composição da geração do sistema IEEE RTS-96HW em (MW).



Assim com está finalidade são adicionadas e feitas as alterações no sistema RTS com a intenção de fazê-lo mais apropriado para o estudo

ou avaliação da confiabilidade do SEE no novo ambiente de inclusão de energias renováveis como neste caso é a geração eólica.

Pelo mencionado anteriormente são feitas as modificações apresentadas na Figura 33, onde se pode notar a parcela de 1.526 MW de geração eólica que é inserida no SEE, substituindo uma unidade a gás de 350 MW de potência. A relação de $350 / 1.526 \approx 0,23$ representa um fator de capacidade de substituição de geração convencional por geração eólica, e está relacionada com a habilidade do SEE em suportar a variabilidade da fonte eólica (e.g. vento) (MATOS, PEÇAS LOPEZ, et al., 2009), (E.ON NETZ, 2005), passando de 10.215 MW para 11.391 MW a capacidade instalada total do sistema. Note-se um valor baixo deste fator, o que indica que já se tem pouca margem de inclusão de potência eólica no sistema.

Com estas alterações pretende-se verificar o desempenho do SEE com a porção de geração eólica e avaliá-lo ante as incertezas que apresenta dita fonte renovável e verificar a tecnologia do seu sistema de geração.

Apresenta-se a continuação na Tabela 9 os dados estocásticos e determinísticos do sistema IEEE-RTS96HW. Observe-se a pouca disponibilidade de unidades para pertencer à reserva terciária a qual está conformada por unidades que pousem um tempo de partida de até 1 hora.

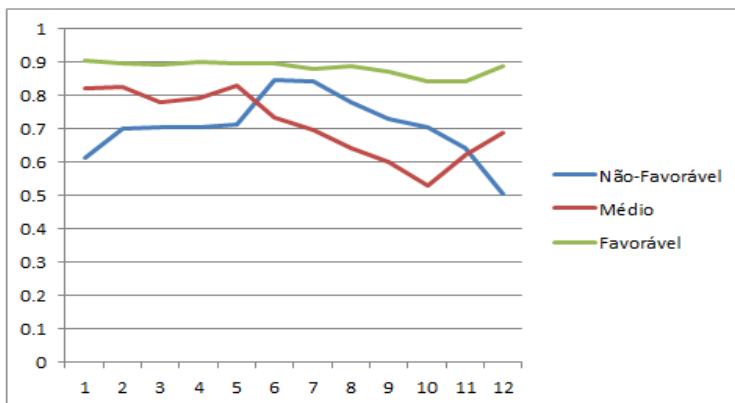
Tabela 9 Dados determinísticos (a) e estocásticos (b) da geração normal e da geração eólica (U2).

a)						b)	
Grupo	tipo	Capacidade (MW)	No. de Unidades	Custo (\$/MWh)	Tempo A. <i>up</i> (min)	λ (occ/y)	MTTR (h)
U2	Eólica	2,0	763	0,00	5	4,56250	80,0
U12	Óleo	12,0	15	30,52	120	2,97959	60,0
U20	Óleo	20,0	12	44,26	60	19,46667	50,0
U50	Hidro	50,0	18	0,00	7	4,24424	20,0
U76	Carvão	76,0	12	15,92	240	4,46939	40,0
U100	Óleo	100,0	9	25,44	480	7,30000	50,0
U155	Carvão	155,0	12	12,28	480	9,12500	40,0
U197	Óleo	197,0	9	23,07	600	9,22105	50,0
U350	Carvão	350,0	2	11,65	2880	7,61739	100,0
U400	Nuclear	400,0	6	6,58	60	7,96364	150,0

Observa-se na Tabela 9 a pouca disponibilidade que o sistema apresenta para disponibilizar unidades para a reserva terciária, o que pode servir para verificar a tecnologia do sistema de geração do SEE atual e planejar o sistema de geração do SEE futuro.

A porcentagem da geração eólica está representada pelas 763 unidades com uma capacidade de 2 MW cada, repartidas em três regiões. A geração térmica apresenta em conjunto 77 unidades, já com uma unidade retirada para inserir as unidades eólicas, as quais variam de 12 MW a 400 MW. A geração hidráulica têm uma quantidade de 18 unidades com uma capacidade de 50 MW cada.

Figura 34. Séries hídricas do IEEE RTS 96 HW em (p.u.).



As flutuações do sistema hídrico estão representadas por 5 séries hidrológicas em formato mensal para três condições normal, favorável e não favoráveis as quais estão apresentadas na Figura 34. Os valores da série favorável apresentam um valor médio perto de 0,9 p.u. A condição média é dada por uma série que é representada por um valor médio de 0,7138 p.u. Seu valor inicial está em 0,82 p.u., e seu valor final encontram-se ao redor de 0,7. O cenário ruim inicia em um valor de 0,61 p.u., apresenta um valor médio de 0,7 e termina com um valor de 0,5 p.u.

Os mesmos cenários para as três séries do sistema eólico que apresenta um formato de hora em hora distribuídas em 3 regiões mostradas na Figura 35. Igualmente o modelo da carga está representado por uma curva horaria contendo 8.760 h.

Inicialmente é feita a validação do algoritmo com que se pretende trabalhar aqui nesta dissertação. Dita validação é feita para a avaliação estática do sistema de teste a qual é comparada com os resultados da mesma avaliação do IEEE-RTS96HW, os quais se encontram no artigo (LEITE DA SILVA, SALES, et al., 2010) para a condição normal.

Figura 35. Séries do vento adicionadas ao IEEE RTS 96 HW em (p.u.).

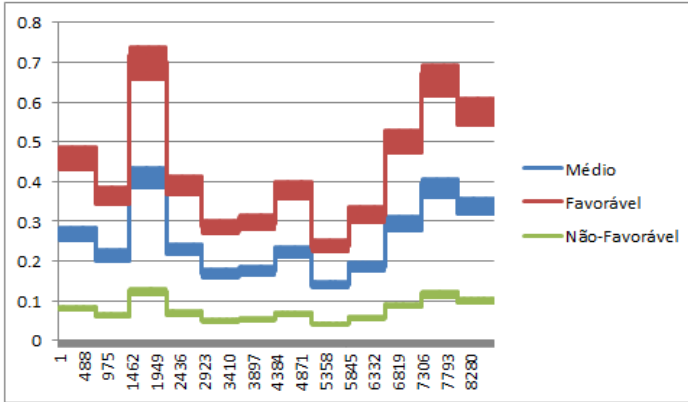
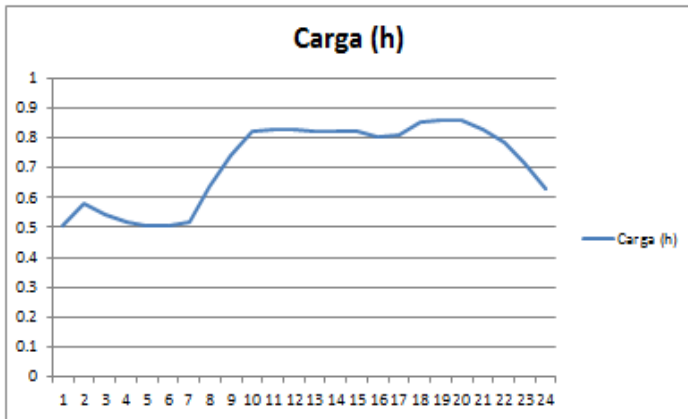


Figura 36. Série de carga do sistema teste IEEE-RTS96HW em (p.u.).



4.3 VALIDAÇÃO DO ALGORITMO.

Na Tabela 10 são mostrados os resultados obtidos para a validação do algoritmo (LEITE DA SILVA, SALES, et al., 2010) para o cenário normal.

Tabela 10 Validação do algoritmo para a reserva estática do IEEE-RTS96HW.

Cenário Normal	$LOLE_{EST}$ (h/y)	$EENS_{EST}$ (MWh/y)	$LOLF_{EST}$ (occ/y)	$LOLD_{EST}$ (h)
Normal Artigo	0,3449	65,20	0,1239	2,783
jRESERVE	0,3448	63,50	0,1262	2,731
Diferencia	0,03%	2,61%	1,88%	1,85%

Esta validação é feita para avaliação estática, já que para a verificação da reserva operacional do artigo base é utilizada outra abordagem no processo de escalção das unidades no despacho assim como na reserva operacional.

A simulação para este caso é feita para o cenário considerado normal, o qual apresenta uma incerteza na carga para curto e longo prazo igual a zero. As probabilidades das séries hidráulicas para o caso normal são 0,2 para cada, e as probabilidades das séries eólicas são 0,5; 0,25 e 0,25. Anos avaliados foram 30000, número de estados visitados foi 504.615.398.

A pequena diferença entre os valores obtidos e os valores de referência mostram um bom desempenho do algoritmo em questão.

Comparando os resultados da Tabela 10, notam-se uns adequados valores de convergência com os apresentados no artigo base.

Já com a interpretação dos resultados desde o ponto de vista da reserva estática, observa-se um sistema robusto e sem problemas para o atendimento do valor da carga, com um valor da $LOLP_{EST}$ de 3,93616E-05 de probabilidade de ocorrências de falha no ano e uma expectativa média de perda de carga de 0,3448 (h/y) respectivamente. A expectativa média de potência não suprida é de 0,0072483 MW para um valor médio de energia não suprida de 63,5 (MWh/y) sendo um valor apropriado para o SEE teste, já que representa uma porcentagem de 0,00014% do total de energia suprida ao longo do ano (46.027 GWh/ano). A frequência de perda de carga oferece em média um valor

de 0,1262 ocorrências no ano e um valor médio de duração de perda de carga com um valor de 2,7315 horas. Notem-se então uns valores certos para a verificação da reserva estática do sistema teste IEEE-RTS96HW indicando que a porcentagem de 16,3% de capacidade sobrança de geração de potência representa um valor adequado de reserva estática.

O tempo de simulação foi de 4.371,9 seg ou 1 hora com 22 min, em um computador com um processador Intel core i5 - CPU 2,5 GHz, memória RAM de 6 GB.

Fazendo uma aproximação só para enxergar um número aproximado do espaço de estados que se tivesse que verificar se trabalharíamos com o método analítico, teriam que se avaliar um espaço de $4E+34$ estados, fazendo o calculo com 115 geradores e considerando que todos são modelados com o modelo de Markov de dois estados o que mostra a relevância dos métodos probabilísticos de simulação.

Na Tabela 11 são apresentados os resultados para a avaliação da reserva estática do IEEE-RTS96H, dito sistema só contém as modificações dos recursos hídricos, pelo qual é adicionada a letra H.

Tabela 11 Avaliação para a reserva estática do IEEE-RTS-96H.

Cenário Normal	LOLE _{EST} (h/y)	EENS _{EST} (MWh/y)	LOLF _{EST} (occ/y)	LOLD _{EST} (h)
IEEE-RTS 96H	0,5834	111,4	0,2048	2,849
IEEE-RTS 96HW	0,3448	63,50	0,1262	2,731
Diferencia	-41%	-43%	-38%	-4%

Fonte: (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010)

Observando os valores da Tabela 10 e a Tabela 11 note-se a diminuição dos valores apresentados na Tabela 10, com respeito a os valores da Tabela 11. O anterior é ocasionado pela inserção das 763 unidades de geração eólica no IEEE-RTS96HW que representam os 1.526 MW, suavizando o efeito de falha das unidades de geração, já que é diferente para o sistema que uma unidade de geração de 350 MW tenha uma falha, que uma unidade de 2 MW. O anterior significa que a inclusão dos geradores eólicos colabora com o sistema desde o ponto de

vista da reserva estática diminuindo os valores dos índices de confiabilidade.

Na Tabela 12 são apresentados os resultados para a avaliação da R_{Oper} de longo prazo para o caso de validação.

Desde a perspectiva da reserva operacional de longo prazo (ver Tabela 12), note-se o aumento dos valores com respeito à reserva estática. Indicando a inerente variabilidade que apresenta a geração eólica, claramente indicada pelo aumento dos índices de confiabilidade e devidamente capturada pelos efeitos a curto prazo modelado no enfoque da reserva operacional de longo prazo representado por o desvio da carga, incerteza da potência eólica e pela interrupção das unidades de geração.

Com um índice médio da $LOLP_{Ope}$ de $1,18920E-04$ e uma respectiva $LOLE_{Ope}$ de 1,0417 horas por ano, gerando um aumento de 202% comparado com a $LOLP_{EST}$ e $LOLE_{EST}$ da reserva estática; os valores médios da $EPNS_{OPE}$ de 0,033388 MW e da $EENS_{OPE}$ de 292,5 MWh por ano sendo um 361% a mais que o mesmo valor da reserva estática e representando um 0,0006% de energia não suprida do total de energia suprida ao longo do ano. Para a $LOLF_{OPE}$ tem-se um valor médio de 0,38643 ocorrências por ano com um aumento de 206%; para finalizar o índice $LOLD_{OPE}$ de 2,695795 horas de duração média das falhas com uma leve diminuição de 1% comparada com a igual da reserva estática. Isto pode ser por que o tempo de reparação de uma unidade de geração menor é mais rápido que de uma unidade maior. Estes valores de indicadores de confiabilidade de reserva operacional foram encontrados com um valor de reserva primária de 85 MW, de reserva secundária de 315 MW e com um conjunto de unidades disponíveis para a reserva terciária de 1.140MW. Observe-se o aumento dos índices de confiabilidade com respeito à parte estática e, por conseguinte uma diminuição nos valores dos índices de confiabilidade da parte operacional do SEE, mas ainda sendo valores adequados de indicadores de confiabilidade para o sistema teste.

Tabela 12 Avaliação para a reserva operacional do IEEE-RTS96HW para $R1=85$, $R2=315$, $R3=1.140$ MW. Caso base sem incerteza na carga.

Cenário	$LOLP_{OPE}$	$LOLE_{OPE}$ (h/y)	$EPNS_{OPE}$ (MW)	$EENS_{OPE}$ (MWh/y)	$LOLF_{OPE}$ (occ/y)	$LOLD_{OPE}$ (h)
Normal	$1,189E-04$	1,041	0,0334	292,5	0,38643	2,6957

Estes valores de reserva operacional foram estimados dispondo de 30 unidades que podem estar na reserva terciária neste caso 18 unidades hidráulicas e 12 turbinas de gás. Este critério de operação faz com que o sistema disponha de uma boa quantidade de unidades de geração para aportar reserva ao SEE, fazendo com que os indicadores de confiabilidade sejam adequados e a porcentagem de 1.526 MW de geração eólica estejam bem colocados no IEEE-RTS96HW (ROSA, MATOS, et al., 2014).

Visivelmente é notada a porcentagem de aumento dos índices de confiabilidade quando são observados os efeitos a curto prazo no processo de simulação e é inserida uma parcela de energia renovável, como neste caso é a energia eólica. O que leva a concluir e dar legitimidade da avaliação da reserva operacional de longo prazo. Com isto é valido afirmar que dita verificação é o ponto de partida para avaliar os novos SEE que pretendam incorporar em seu portfolio de geração de energia a produção variável como é a eólica.

O tempo de simulação para este caso foi de 86.533,42 seg ou 24 horas. Note-se um tempo de calculo um pouco elevado. A não inclusão da incerteza da carga faz com que o sistema seja mais confiável e os índices de confiabilidade sejam baixos, levando mais tempo o processo de convergência.

Figura 37. Reserva Operacional positiva ou para cima – Distribuição de probabilidade individual para R1.= 85, R2 = 315, R3 = 1.140 MW. Sem incertezas.

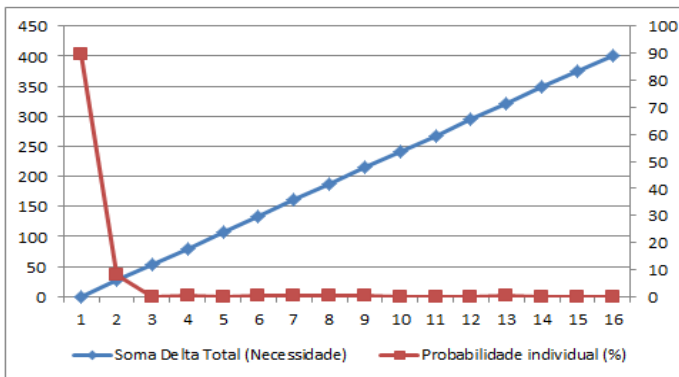


Figura 37 expõe os valores de R_{Oper} requeridos durante o processo de simulação do SEE teste com seu respectivo valor de probabilidade individual no procedimento de estimativa dos índices de confiabilidade. Notem-se os primeiros valores da curva em azul, os quais apresentam os valores mais elevados de ocorrências, já os valores maiores de perda de fornecimento de carga apresentam um valor na sua probabilidade individual menor, mas ainda tendo possibilidade de acontecer.

Já a Tabela 13 exhibe os valores das distribuições de probabilidade individual e acumulada dos valores de necessidade de potência do SEE teste ao longo da simulação.

Notem-se o resultado de 0 MW na Tabela 13 com uma probabilidade de ocorrência elevada de 89,50 %; lembrando que em ele é feita a acumulação de todos os valores que o SEE precisa de ajuda ou os valores negativos da reserva operacional, os quais para este caso representam um valor significativo de eventos no SEE teste. Como já se tinha escrito os eventos negativos ou descendentes colaboram com as incertezas do SEE, neste sentido uma necessidade de reserva descendente poderia levar ações de desligamento de máquinas ou diminuição do fornecimento de potência ou em aumento da carga do sistema.

Tabela 13. Valores de requerimento da reserva operacional de longo prazo.

Soma Delta Total (Necessidade)	Probabilidade individual (%)	Probabilidade acumulada (%)
0	89,50249056	89,50249056
26,80591333	8,083250753	97,58574131
53,61182667	0,125802244	97,71154356
80,41774	0,428056375	98,13959993
107,2236533	0,093135702	98,23273563
134,0295667	0,251417414	98,48415305
160,83548	0,540439902	99,02459295
187,6413933	0,355295423	99,37988837
214,4473067	0,222553768	99,60244214
241,25322	0	99,60244214
268,0591333	0,022061738	99,62450388
294,8650467	0,093166904	99,71767078
321,67096	0,197394695	99,91506548
348,4768733	0,027850485	99,94291596
375,2827867	0,006490758	99,94940672
402,0887	0,050593279	100

A Tabela 13 apresenta os valores requeridos de reserva operacional para o SEE teste com uma reserva primária, secundária e terciária inicial de 85, 315 e 1.140 MW de potência respectivamente.

Note-se o valor do VaR para um intervalo de confiança de 99,02% de 160,83 MW de potência, dito valor corresponde a um valor mais adequado para a reserva secundária, em que a percentagem de cobrimento de perda no atendimento na carga é 99,02 %.

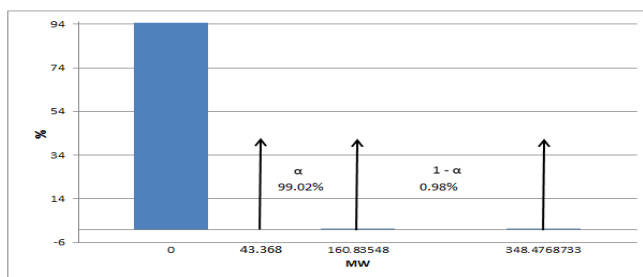
O $CVaR$ da distribuição de probabilidade de perda de carga do SEE teste para um risco de probabilidade de perda de carga de 1% é de 240 MW de potência.

Como é sabido, o $CVaR$ é o valor médio dos piores cenários que se encontram acima do VaR , o que levaria a pensar que este poderia ser

um valor adequado para a reserva terciária. Por tanto a sua estipulação é implementação depende da tecnologia dos geradores a quantidade e disponibilidade que o SEE poussa.

Por exemplo, se o sistema de geração apresenta para compor a reserva terciária rápida um conjunto de unidades com uma potência total de 200 MW, o valor da reserva secundária ótima e o valor da reserva terciária rápida representarão um valor de 360 MW de potência de cobrimento dos desvios de potência. Observando a Tabela 13 de requerimentos de reserva operacional, a probabilidade de que um evento de perda de geração destas características aconteça pouse uma probabilidade individual de 0,02785% com uma probabilidade acumulada de 99,94 %. Com isto temos que para um valor de reserva secundária e reserva terciária de 360 MW a porcentagem ou probabilidade acumulada para cobrir os desvios de fornecimento no atendimento da carga, a incerteza da geração eólica e a interrupção das unidades de geração são de 99,94 %.

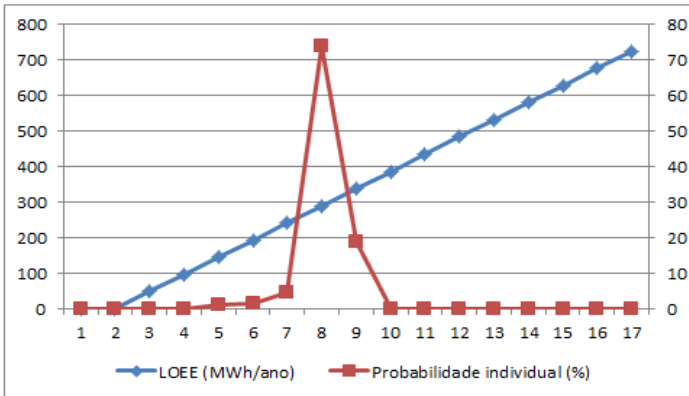
Figura 38. Critério de reserva operacional (Reserva secundária VaR e reserva terciária $CVaR$).



Fonte: Adaptado de (ROSA, MATOS, et al., 2014)

Como é apresentado na Figura 38 o valor da reserva necessária esperada (RNE) para este sistema é de 43,368 MW de potência, sendo um valor totalmente descartado para o critério da reserva secundária, por sua vez, observa-se os valores recomendados da reserva secundária e o valor da reserva terciária rápida coincidente para este SEE. Sendo que o valor da reserva terciária rápida depende das unidades de geração que estejam disponíveis e do tipo de tecnologia que o SEE disponha.

Figura 39. Valores da LOEE com sua probabilidade individual.



Além da obtenção da distribuição de probabilidade de perda de carga são obtidas as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade tradicionais.

Figura 40. Distribuição de probabilidade individual e acumulativa da LOEE.

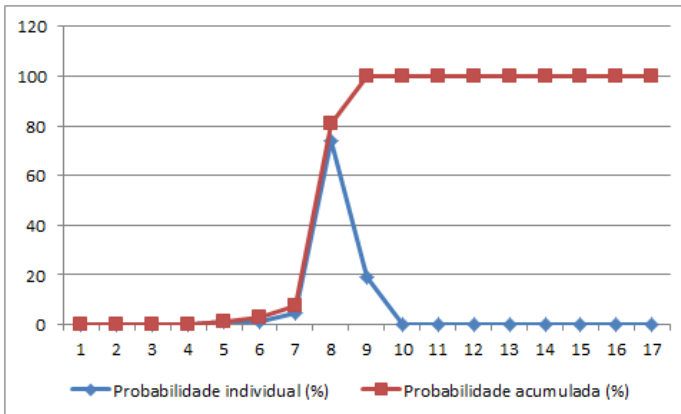


Figura 39 e Figura 40 apresentam os valores da distribuição de probabilidade do $LOEE_{Ope}$, valor médio da expectativa de perda de

fornecimento de energia elétrica individual e acumulativa, com seu respectivo valor médio de energia não suprida. Mostrando a grande vantagem da SMCS cronológica. Observem-se os valores de maior ocorrência que oscilam entre 250 e 350 MWh/ano, além disso, o comportamento dos dados distribuídos uniformemente.

A continuação será feitos outros critérios de simulação para avaliar o comportamento da metodologia sob diversos cenários e assim verifica-la.

4.4 SIMULAÇÃO DE DIFERENTES CENARIOS.

Serão considerados diferentes cenários, diferentes critérios de R_{Oper} para avaliar e verificar de uma maneira mais adequada a metodologia de determinação da R_{Oper} .

4.4.1 Simulação considerando critérios determinísticos e heurísticos.

A continuação é feita uma comparação com alguns critérios de R_{Oper} encontrados no estado da arte e assim obter uma melhor perspectiva do método aqui desenvolvido.

Inicialmente são obtidos uns valores de R_s com os valores de carga máxima, unidade de geração maior, distribuição de probabilidade de falha dos geradores, distribuição da variabilidade da potência eólica e a distribuição da incerteza da carga do sistema teste no caso que sejam necessitados para a utilização das respectivas formulas e critérios dos diferentes países procurados. Com estes são apresentados na Tabela 14 os diferentes valores de R_s obtidos para o sistema teste caso fossem a ser utilizados alguns destes métodos para o calculo da R_s no SEE teste.

Note-se na Tabela 14 que alguns critérios de R_s são demasiado elevados para a capacidade instalada do sistema teste, fazendo com que este critério não possa ser cumprido adequadamente. Por exemplo, os valores de R_s conseguidos com a curva de reserva secundaria da capacidade instalada de potência eólica sobre a ponta máxima de carga do sistema da Alemanha e os critérios de R_s dos países como Finlândia, Noruega e Suécia.

Por outra parte o critério da UCTE parece um valor um pouco baixo, já os critérios como da unidade maior (N-1), os critérios da Irlanda, da Dinamarca Ocidental, Bélgica, Espanha, França e Holanda parecem valores de R_s suficientes para o sistema teste. Mas, não se tem

certeza se com estes valores de R_s se cobrira os diferentes eventos que faz com que esta reserva seja ativada, também não se tem certeza da confiabilidade, do desaproveitamento de potência e do custo que estes valores de reserva apresentam no sistema.

Além de que não se tem informação da procura da quantidade de R_T que precisaria e que geraria ainda mais restrições na capacidade do parque gerador.

Com isto, é efetuada a comparação dos valores de R_{Oper} calculados neste trabalho. Onde o objetivo principal é encontrar o melhor trade-off entre a R_s e R_t do sistema de geração.

Tabela 14. Reserva secundária obtida com diferentes formulas para o sistema IEEE RTS 96 HW.

Reserva secundária recomendadas para o sistema IEEE RTS-96HW.	
Criterio de País	Valor de Reserva MW
UCTE, Portugal	180
N-1	400
Alemanha (Curva)	950
Irlanda	416
Dinamarca Ocidental	460
Dinamarca Oriental	600
Belgica	360
Espanha	500
Franca	500
Holanda	450
Finlandia	1.000
Noruega	1.600
Suécia	1.200

A continuação é apresentada na Tabela 15 com os diferentes casos a simular, inicialmente a incerteza na carga é 1, para curto e longo prazo respectivamente.

Tabela 15. Configurações dos casos inicialmente simulados com incertezas de 1 em curto e longo prazo respectivamente.

Caso Base	CASOS SIMULADOS			Cenário
	R1 (MW)	R2 (MW)	R3 (MW)	
	85	315	1.140	
	Incerteza em carga de curto e longo prazo			
Critérios Determinísticos				
	R1 (MW)	R2 (MW)	R3 (MW)	
Formula UCTE para R2	85	180	1.140	
Finlandia para R2	85	1.000	1.140	
Criterios Heurísticos para R2	85	400	1.140	
Variação no recurso hídrico				
Séries hídricas em 80%.	85	315	1.140	
Séries hídricas em 120%.	85	315	1.140	
Variação no recurso Eólico				
Séries eólica em 80%.	85	315	1.140	
Séries eólica em 120%.	85	315	1.140	

Tabela 16. a) Simulação do caso Base 1, caso UCTE 2, Caso Heurístico 3. b) Reprocesso de simulação dos casos apresentados com valores da R_{oper} mais adequados.

	Cenário	LOLEop (h/y)	EENSop (MWh/y)
Avaliação Estática	Normal	0,3448	63,50
Caso Base 1	85MW	315MW	1.140M W
índices		1,2463	380,36
Comparação com reserva estática		261%	499%
Caso UCTE 2	85MW	180MW	1.140M W
índices		1,0032	252,42
Comparação com caso Base 1.		-20%	-34%
Caso Heurístico 3	85MW	400MW	1.140M W
índices		1,4529	482,43
Comparação com caso UCTE 2		45%	91%
Comparação com caso Base 1		17%	27%



Reprocesso da simulação com R2 e R3 mais adequados.

	Cenário	LOLEop (h/y)	EENSop (MWh/y)
Avaliação Estática	Normal	0,3448	63,50
Caso Base 1.1	85MW	180MW	220MW
Índices		1,37695	278,88
Comparação com caso Base1		10%	-27%
Caso UCTE 2.1	85MW	180MW	220MW
índices		1,3769	278,88
Comparação com caso UCTE 2.		37%	10%
Caso Heurístico 3.1	85MW	220MW	300MW
índices		1,0798	285,278
Compara com caso UCTE 2		8%	13%
Comparação com caso Base 1.		-13%	-25%
Comparação com caso heurístico 3.		-26%	-41%
VAR e CVAR. Caso base 1.1		-22%	2%

Tabela 17. Diminuição dos valores de $R_s = VaR$ e $R_t = CVaR$ logo de ser calculado o VaR e o $CVaR$ para os critérios determinísticos, heurísticos.

Caso Base 1 MW	R1	85	R2	315	R3	1.140
				↓		↓
Calculo de R2=Var R3=CVaR	R1	85	R2	180	R3	220
				-135 MW em R2, 43% -920 MW em R3 80,8%		
Caso UCTE 2	R1	85	R2	180	R3	1.140
				↓		↓
Calculo de R2=Var R3=CVaR	R1	85	R2	180	R3	220
				0 MW 0 % -920 MW em R3 80,8%		
Caso Heurístico 3	R1	85	R2	400	R3	1.140
				↓		↓
Calculo de R2=Var R3=CVaR	R1	85	R2	220	R3	300
				-180 MW em R2, 45% -840 MW em R3 74%		

Simulação considerando $R_1 = 85$ - $R_2 = 315$ - $R_3 = 1.140$ MW
caso Base I.

Inicialmente é simulado o caso base. Já nesta vez é considerada uma incerteza na carga para longo e curto prazo de 1 % em todos os casos simulados. O valor de 85 e 315 MW para a R_P e R_S respectivamente é tomado do artigo (LEITE DA SILVA, SALES, et al., 2010) e servirá como base de comparação com os demais critérios de calculo de reserva encontrados na revisão do estado da arte o qual é apresentado na Tabela 16 a).

Comparando com respeito ao caso onde não se tem em conta a incerteza na carga, Tabela 12, os valores obtidos apresentam um acréscimo já que a incerteza no processo de comparação da R_{Oper} aumenta, e consequentemente o espaço de estados é maior para este caso.

Com respeito a os valores da Tabela 12 se tem um incremento no índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ de 20%, considerando o $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ de 30 %, com respeito à $LOLF_{Ope}$ de 62% e com respeito à $LOLD_{Ope}$ se tem uma diminuição de 26%.

O aumento gerado pela incerteza na carga ocasiona ainda mais variabilidade no processo de calculo dos índices de confiabilidade, além disso, a confiabilidade do sistema teste diminui a qual é vista na comparação dos índices, no processo e no tempo de convergência, onde no processo que não considera a incerteza da carga o tempo é de 86533,42 seg, e para o caso atual é de 50.962,0 seg, uma diminuição de 41% no processo de simulação.

Ao final da simulação é calculado por médio das distribuições de probabilidade de perda de carga, o valor esperado da reserva operacional, assim como o VaR e o $CVaR$ da distribuição, no novo modulo adicionado ao programa JRESERVE, os quais representam a R_S e a R_T respectivamente, valores mais adequados da reserva operacional.

O valor esperado da distribuição de probabilidade de perda de carga é 43,36 MW, o VaR para um intervalo de cobrimento de perda de fornecimento de carga para um 99% dos acontecimentos é de 180 MW e o $CVaR$ da distribuição é 220 MW.

A primeira olhada dos resultados calculados é que o valor esperado da distribuição de perda de fornecimento de carga é um valor não adequado de R_S , já que este precisaria de um respaldo de R_T mais elevado e da exigência de unidades de partida extra rápida disponíveis no parque gerador.

O valor do VaR de 180 MW que representa o R_S coincide com o valor calculado com a formula da UCTE. Observando a Tabela 14 é evidenciado que dito valor de reserva é muito baixo comparado com os valores recomendados para esta reserva calculados com as formulas dos diferentes países. Deve-se ter em conta que este valor de R_S calculado com nossa metodologia o qual coincide com o valor da UCTE depende de seu complemento o $CVaR$ ou R_T .

Com ditos valores é refeita uma nova simulação para comparar os índices de confiabilidade e os valores de R_S e R_T aqui apresentados. Os resultados são apresentados na Tabela 16 b).

Simulação considerando $R1 = 85 - R2 = 180 - R3 = 220$ MW **caso Base 1.1.**

São mostrados na Tabela 16 b) os índices de confiabilidade alcançados no processo de simulação com os valores de R_{Ope} obtidos anteriormente.

Notem-se os resultados conseguidos com os mencionados valores de R_S e R_T os quais mostram uma adequada estimação de indicadores de confiabilidade, já que ao fazer a comparação destes índices com os da Tabela 16 a) se obtém os seguintes valores de comparação:

Para o índice $LOLE_{Ope}$ obtemos um aumento de 10%, para o índice $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ é conseguida uma diminuição de 27%, para o índice $LOLF_{Ope}$ é encontrado um aumento de 83% e para o índice $LOLD_{Ope}$ é encontrada uma diminuição de 39%.

Além disso, os índices de confiabilidade aqui apresentados representam umas estimações adequadas para o sistema teste. O índice médio de probabilidade de perda de carga esta em $1,57E-04$ valor adequado para este indicador. Já que os eventos raros em um sistema de potência são considerados desde valores de $E-05$. Por sua vez o índice $LOLE_{Ope}$ que representa o valor médio da expectativa de perda de carga em horas por ano é de 1,3769 o qual representa um resultado mais adequado.

A expectativa media de potência não suprida é de 0,03183 MW por ano. Assim como a energia media não suprida em MWh por ano é de 278,887. A frequência media de perda de carga tem um aumento significativo com respeito à Tabela 16 a) apresentando um valor de 1,1422 (occ/y). A duração media das interrupções apresentam um valor de 1,2054 horas. Ao diminuir o valor da R_{Ope} se tem a consequência de diminuir as unidades de respaldo para a variabilidade da geração eólica, por isto o risco do sistema tem um leve aumento. Porem a frequência

media da ocorrência das falhas tem um aumento, mas, este não é representativo por que a duração media das falhas tem uma diminuição assim como os valores da potência e energia não suprida.

Indicando que os cortes de carga são de valores pequenos de potência possivelmente gerados pela inclusão dos geradores eólicos. O valor médio da incerteza da geração ao longo da simulação para este caso é de 145 MW. A incerteza da carga apresenta um valor médio de 42,4 MW e o valor médio da incerteza eólica é de 7,44 MW. Isto pode ser pela distribuição da geração eólica em três regiões diferentes e pela quantidade de geradores eólicos instalados no sistema o que gera uma suavidade na curva do fornecimento de potência eólica.

Simulação considerando $R1 = 85 - R2 = 180 - R3 = 1.140 \text{ MW}$
UCTE-2.

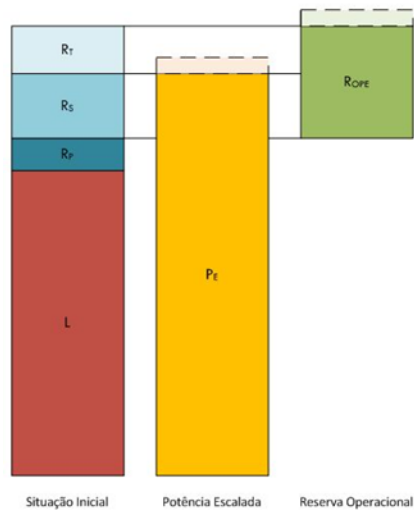
São mostrados na Tabela 16 a) os índices de confiabilidade alcançados no processo de simulação com os valores de reserva operacional supracitados.

Ao fazer a comparação com os valores do caso base 1 da Tabela 16 b) é alcançado no processo de simulação uma diminuição nos índices de confiabilidade. Para o $LOLP_{Ope}$ e o $LOLE_{Ope}$ obtém-se uma diminuição de 20%, para o índice $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 34%, para o índice $LOLF_{Ope}$ uma redução de 6% e para o índice $LOLD_{Ope}$ uma redução de 14%.

O tempo de convergência desta simulação é de 66.226,9 seg sendo um 23% maior que o caso base 1.

Mostrando que estes valores de R_{oper} são ainda mais adequados que os valores indicados no caso base 1, já que o requisito da potência escalada (ver Figura 41) é mais rígido no caso base 1.

Figura 41. Exigências de potência escalada e reserva operacional para a operação do sistema.



Fonte: (MATOS, PEÇAS LOPEZ, *et al.*, 2009).

Ao fazer o calculo da R_S (VaR) e a R_T ($CVaR$) neste caso é obtido uns valores idênticos a os apresentados no caso base 1.1 na Tabela 16 b).

Fazendo a comparação dos valores da Tabela 16 a) com os valores da Tabela 16 b) obtém-se um aumento nos índices de confiabilidade para o valor de $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ de 37%; para os índices de $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ de 10%; para o valor de $LOLF_{Ope}$ de 94% e para o valor de $LOLD_{Ope}$ uma diminuição de 29%.

Corroborando estes resultados como uns valores de R_{Ope} mais apropriados para o sistema teste. Além disso, note-se como a diminuição da R_T ocasiona um leve aumento nos indicadores de confiabilidade, confirmando sua importância neste novo ambiente de penetração de geração eólica.

Simulação considerando $R_1 = 85$ - $R_2 = 400$ - $R_3 = 1.140$ MW
Heurístico 3.

São mostrados na Tabela 16 a) os índices de confiabilidade alcançados no processo de simulação com os valores de reserva operacionais supramencionados.

Comparando com caso Base 1 se tem os seguintes aumentos nos índices de confiabilidade: para os índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se tem um acréscimo de 17%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ se obtém um aumento de 27%; para o índice $LOLF_{Ope}$ se tem um aumento de 12% e para o índice $LOLD_{Ope}$ um aumento de 4%.

Com respeito ao caso UCTE 2 se tem um aumento de 45% nos índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ de 91%; nos índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$; com respeito ao índice $LOLF_{Ope}$ se tem um acréscimo de 20% e com respeito ao índice $LOLD_{Ope}$ se tem um aumento de 21%.

Encontra-se que ao variar a R_S em valores positivos desde o valor encontrado como mais adequado e manter a R_T constante o sistema perde confiabilidade devido a o exposto na Figura 41. A exigência da potência escalada e dos requisitos da R_{Ope} é muito elevado para a capacidade instalada do SEE teste.

Quando se calcula a R_S e a R_T neste caso se obtém os seguintes valores; para a R_S de 220 MW e para a R_T de 300 MW. Na Tabela 16 b) são apresentados os valores dos índices de confiabilidade estimados com estes valores nomeados como caso heurístico 3.1.

Simulação considerando $R_1 = 85$ - $R_2 = 220$ - $R_3 = 300$ MW Heurístico 3.1

Neste caso são observados nos índices de confiabilidade uma melhoria com respeito aos demais casos apresentados na mesma Tabela 16.

Com respeito ao caso base 1 consegue uma diminuição para o $LOLP_{Ope}$ e o $LOLE_{Ope}$ de 13%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 25%; para o índice $LOLF_{Ope}$ uma redução de 1%; e para o índice $LOLD_{Ope}$ uma redução de 13%.

Ao examinar com respeito caso heurístico 3 se acha uma diminuição muito significativa nos indicadores. Para os índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se obtém uma redução de 26%; para os índices de $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ de 41%; para o índice $LOLF_{Ope}$ de 12%; e para o índice $LOLD_{Ope}$ de 16%.

Com os valores de R_S e R_T apresentados na Tabela 16 para este caso se consegue uma redução bastante significativa nos indicadores calculados. Ao estudar as diferentes distribuições de probabilidade de R_{Ope} e seus desvios padrões, assim como os resultados das distintas simulações se verifica que com pequenos aumentos de $\cong 45$ MW para a R_S e para a R_T desde o valor mais adequado representado pelo VaR se obtém uma melhora ainda mais nos valores de confiabilidade do sistema

e do aporte da R_{Oper} , já que ainda se mantem valores apropriados de reserva.

Observando-se os dados do caso base 1.1 se alcança um abaixamento para os índices LOLP_{Ope} e LOLE_{Ope} de 22%; para os índices de EPNS_{Ope} e EENS_{Ope} um aumento de 2%; para o índice LOLF_{Ope} uma redução de 46%; e para o índice LOLD_{Ope} um acréscimo de 44%.

Olhando-se os dados do caso UCTE 2 se enxerga um pequeno aumento. Com respeito ao índice LOLP_{Ope} e LOLE_{Ope} de 8%; com respeito ao índice EPNS_{Ope} e EENS_{Ope} de 13%; com o índice LOLF_{Ope} de 6%; e com respeito a o índice LOLD_{Ope} de 2%.

Porem, nestes resultados se oham valores levemente superiores, estes resultados ainda continuam sendo bastante apropriados.

Com isto é valido afirmar que na exploração dos valores mais adequados da R_{Oper} de um SEE é necessário o estudo dos diferentes critérios heurísticos e determinísticos combinados com as avaliações probabilísticas e estocásticas do SEE. Assim obtemos uma abrangência de índices de confiabilidade e de distribuições de probabilidade que ajudem a caracterizar melhor as reservas do SEE.

4.4.2 Simulação com variação nas séries hidrológicas.

Na sequência são apresentados os resultados alterando as séries hidrológicas e as séries eólicas, para assim capturar o efeito que causa a variação das fontes primárias, neste caso a água e o vento.

Simulação considerando $R_1 = 85$ - $R_2 = 315$ - $R_3 = 1.140$ MW com hidrologia em 80%. Caso 7.

Mostram-se os resultados fazendo uma diminuição na hidrologia de um 20%. Incertezas na carga de 1% para curto e longo prazo.

A redução em um 20% da série hidrológica ocasiona uma diminuição na confiabilidade do SEE como é apresentado na Tabela 18, já que os índices apresentam um aumento pelo abaixamento dos recursos hídricos. Comparando com o caso base 1 o índice LOLP_{Ope} e LOLE_{Ope} apresentam um aumento de 67%; para o índice EPNS_{Ope} e EENS_{Ope} de 77%; para o índice LOLF_{Ope} de 53% e para o LOLD_{Ope} de 10%.

Ao efetuar a estimativa do VaR e o $CVaR$ para este caso obtemos uma R_S de 190MW e para a R_T um valor de 240MW, chamado de caso 11, o qual vemos na Tabela 19.

Tabela 18. Simulação variando series hídricas e Eólicas.

Caso 7	85	315	1140
Cenário			
80 % Hídrico			
LOLE (h/y)			
EENS (MWh /y)			
2.083178333			
674.9508108			
Comparação com caso Base. 1			
67%			
77%			
Caso 8	85	315	1140
Cenário			
120 % Hídrica			
LOLE (h/y)			
EENS (MWh /y)			
1.033847498			
312.4248991			
Comparação com caso Base. 1			
-17%			
-18%			
Caso 9	85	315	1140
Cenário			
80 % Eólica			
LOLE (h/y)			
EENS (MWh /y)			
1.525407392			
480.9614509			
Comparação com caso Base 1			
22%			
26%			
Caso 10	85	315	1140
Cenário			
120 % Eólica			
LOLE (h/y)			
EENS (MWh /y)			
1.033847498			
312.4248991			

Caso Base 1	85MW	315MW	1.140MW
índices			
1,2463			
380,36			

Tabela 19. Simulação com valores mais adequados da R2 e R3, caso 11 e caso 12 para os cenários de variação das séries.

Caso Base 1				85MW 315MW 1.140MW			
Índices				1,2463 380,36			

Caso 7				85 315 1140			
Cenário				LOLE (h/y) EENS (MWh/y)			
80 % Hídrico				2,083178333 674.9508108			
Comparação com caso Base. 1				67% 77%			

Caso 8				85 315 1140			
Cenário				LOLE (h/y) EENS (MWh/y)			
120 % Hídrica				1,033847498 312,4248991			
Comparação com caso Base. 1				-17% -18%			

Caso 9				85 315 1140			
Cenário				LOLE (h/y) EENS (MWh/y)			
80 % Eólica				1,525407392 480,9614509			
Comparação com caso Base 1				22% 26%			

Caso 10				85 315 1140			
Cenário				LOLE (h/y) EENS (MWh/y)			
120 % Eólica				1,033847498 312,4248991			

Caso Base 1.1				85MW 180MW 220MW			
Índices				1,37695 278,88			

Caso 11				85 190 240			
Cenário				LOLE (h/y) EENS (MWh/y)			
80 % Hídrico				1,867669579 469,7337496			
Compara com caso UCTE 2				86% 86%			
Comparação com caso base 1.				50% 23%			
Comparação com caso 7				-10% -30%			
VAR e CVAR caso base 1.1				36% 68%			

Caso 12				85 230 260			
Cenário				LOLE (h/y) EENS (MWh/y)			
120 % Hídrico				0,742145837 175,931474			
Compara com caso UCTE 2				-26% -30%			
Comparação com caso base 1.				-40% -54%			
Comparação com caso 8.				-28% -44%			
VAR e CVAR caso base 1.1.				-46% -37%			

Tabela 20. Simulação com valores mais adequados da R2 e R3, caso 13 e caso 14 para os cenários de variação das séries.

Caso Base 1			
	85MW	315MW	1.140MW
Índices	1,2463	380,36	

Caso 7	85	315	1140
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	
80 % Hidrico	2.083178333	674.9508108	
Comparação com caso Base. 1	67%	77%	

Caso 8	85	315	1140
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	
120 % Hidrica	1.033847498	312.4248991	
Comparação com caso Base. 1	-17%	-18%	

Caso 9	85	315	1140
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	
80 % Eólica	1.525407392	480.9614509	
Comparação com caso Base 1	22%	26%	

Caso 10	85	315	1140
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	
120 % Eólica	1.033847498	312.4248991	

Caso Base 1.1	85MW	180MW	220MW
Índices	1,37695	278,88	

Caso 13	85	180	260
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh /y)	
80 % Eólica	0,742145837	175,931474	
Compara com caso UCTE 2	27%	27%	
Comparação com caso base 1.	2%	-16%	
Comparação com caso 9	-17%	-34%	
VAR e CVAR caso base 1.1.	-8%	15%	

Caso 14	85	230	260
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh /y)	
120 % Eólica	0,742145837	175,931474	
Compara com caso UCTE 2	14%	7%	
Comparação com caso base 1.	-8%	-29%	
Comparação com caso 10	11%	-13%	
VAR e CVAR caso base 1.1.	-17%	-3%	

Tabela 21. Diminuição dos valores de $R_s = \text{VaR}$ e $R_t = \text{CVaR}$ logo de ser calculado o VaR e o CVaR para os critérios de diminuição nos valores das séries dos recursos primários.

Caso Base 7 MW	R1	85	R2	315	R3	1.140
Calculo de $R_2 = \text{Var}$ $R_3 = \text{CVaR}$	Hidrologia 80 %			⇓		⇓
	R1	85	R2	190	R3	240
				-125 MW em R2. 40%		-900 MW em R3. 78%
Caso Base 8 MW	R1	85	R2	315	R3	1.140
Calculo de $R_2 = \text{Var}$ $R_3 = \text{CVaR}$	Hidrologia 120 %			⇓		⇓
	R1	85	R2	230	R3	260
				-85 MW em R2. 26%		-880 MW em R3. 77%
Caso Base 9 MW	R1	85	R2	315	R3	1.140
Calculo de $R_2 = \text{Var}$ $R_3 = \text{CVaR}$	Eólica 80 %			⇓		⇓
	R1	85	R2	180	R3	260
				-135 MW em R2. 43%		-880 MW em R3. 77%
Caso Base 10 MW	R1	85	R2	315	R3	1.140
Calculo de $R_2 = \text{Var}$ $R_3 = \text{CVaR}$	Eólica 120 %			⇓		⇓
	R1	85	R2	230	R3	260
				-85 MW em R2. 26%		-880 MW em R3. 77%

Encontra-se que com respeito ao caso base 1 para o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se tem um aumento de 50%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ de 23%; para o índice $LOLF_{Ope}$ se tem um acréscimo de 83% e para o índice $LOLD_{Ope}$ se tem uma redução de 18%.

Quando se realiza a comparação com respeito ao caso base 1 estes valores apresentam com respeito ao índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ uma ampliação de 36%; com respeito aos índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ de 68%; para o índice $LOLF_{Ope}$ tem se 0.0% e para o índice $LOLD_{Ope}$ se obtém um acréscimo de 36%.

Ao conferir com o caso 7; o caso onde foram obtidos estes valores de R_{Oper} se obtém que para o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se atinge uma diminuição de 10%; para o índice $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 30%; para o índice $LOLF_{Ope}$ um acréscimo de 20%; e para o índice $LOLD_{Ope}$ uma diminuição de 25%.

Um olhar global destes dados mostra que os valores de R_{Oper} conseguidos com a simulação do caso base mostrados na Tabela 16 ainda continuam sendo os valores mais adequados para este caso que expõe uma diminuição no recurso hidráulico.

Com respeito aos resultados conseguidos com os valores do cenário de 120% de hidrologia apresentados na Tabela 18, chamado caso 8.

Ao conferir com o caso base 1 se encontra que para os índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se obtém uma diminuição de 17%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 18%; para o índice $LOLF_{Ope}$ uma redução de 10% e para o índice $LOLD_{Ope}$ uma diminuição de 8%.

Os resultados apresentados anteriormente e os quais estão encontrados na Tabela 18 mostram como a variabilidade nos recursos hídricos tem um efeito na confiabilidade do SEE já que sua capacidade instalada é limitada; tendo um efeito positivo nos índices quando apresenta um cenário favorável e tendo um efeito negativo para os índices de confiabilidade do sistema teste quando exhibe um cenário baixo.

São calculados os valores de R_{Oper} mais adequados para este caso, encontrando-se que para a R_S se tem um valor de 230 MW e para a R_T um valor de 260MW, designado como caso 12, os resultados estão na Tabela 19.

Ao fazer a comparação com respeito ao caso base 1 se encontra uma diminuição nos índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ de 40%; com respeito a os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ a redução é de 54%; com respeito ao

índice $LOLF_{Ope}$ a redução é de 17%; com respeito ao índice $LOLD_{Ope}$ a diminuição é de 28%.

Com respeito ao caso base 1,1 temos que para o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se encontra uma diminuição de 46%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ um aumento de 37%; para o índice $LOLF_{Ope}$ uma diminuição de 54%; e para o índice $LOLD_{Ope}$ um aumento de 18%.

Enxergando o caso UCTE 2 se alcança para o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ uma diminuição de 26%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 30%; para o índice $LOLF_{Ope}$ uma diminuição de 11%; para o índice $LOLD_{Ope}$ uma redução de 17%.

Conferindo com o caso 8 se encontra que para o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ uma diminuição de 28%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 44%; para o índice $LOLF_{Ope}$ uma diminuição de 7%; e para o índice $LOLD_{Ope}$ uma redução de 22%.

Notem-se a redução dos índices de confiabilidade quando se comparam com respeito aos diferentes cenários e a os diferentes casos simulados, encontrando-se que estes valores de R_{Ope} apresentam um e dois desvios padrões de $\cong 45$ MW para a R_S e R_T respectivamente. Tem-se que ter em conta que para este caso o recurso hidráulico tem um aumento de 20% o qual ocasiona uma melhoria nos índices de confiabilidade. Por outra parte, se continua verificando que com ditos aumentos do desvio padrão supracitado nas respectivas reservas, se obtém uma melhoria nos índices de confiabilidade.

Na sequência são apresentados os análises onde é simulado o efeito que ocasiona a alteração nas séries eólicas.

4.4.3 Simulação com variação nas séries eólicas.

A continuação é apresentados o primeiro caso onde é simulado o efeito que ocasiona a alteração nas séries eólicas.

Simulação considerando $R_1 = 85$ - $R_2 = 315$ - $R_3 = 1.140$ MW com Eólica em 80%, designado como caso 9.

Na Tabela 18 são apresentados os resultados diminuindo o recurso eólico com a intenção de olhar ou verificar o efeito que apresenta esta redução, incrementando mais a sua variabilidade.

A diminuição em um 20% da série eólica ocasiona uma diminuição na confiabilidade do SEE. Comparando com o caso base 1 o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ apresentam um aumento de 22%; para o

índice $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ de 26%; para o índice $LOLF_{Ope}$ de 15% e para o $LOLD_{Ope}$ de 7%.

Quando comparamos com respeito ao caso 7 apresenta um efeito mais severo nos índices de confiabilidade a redução no recurso primário hidrológico que o efeito causado pela diminuição do recurso eólico. Como foi supramencionada a capacidade instalada da geração eólica depende da capacidade de substituição que o SEE tenha. Ao diminuir o recurso eólico se utiliza a geração convencional que representa o respaldo da geração eólica como é mostrado na Figura 11.

Ao efetuar a estimativa do VaR e o $CVaR$ para este caso obtemos uma R_S de 180MW e para a R_T um valor de 260MW, nomeado como caso 13 ubicada na Tabela 20.

A continuação é mostrado o análises dos resultados conseguidos com os valores encontrados na simulação anterior.

Ao fazer a comparação com os dados do caso base 1 para o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se tem um aumento de 2%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ se tem uma diminuição de 16%; para o índice $LOLF_{Ope}$ se tem um acréscimo de 16% e para o índice $LOLD_{Ope}$ se tem uma redução de 12%.

Quando se realiza a comparação com respeito ao caso base 1.1 estes valores apresentam com respeito ao índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ uma redução de 8%; com respeito aos índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ um aumento de 15%; para o índice $LOLF_{Ope}$ tem se uma diminuição de 36% e para o índice $LOLD_{Ope}$ se obtém um acréscimo de 45%.

Ao conferir com os dados do caso 9; o caso onde foram obtidos estes valores de R_{oper} se obtém que para o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se atinge uma diminuição de 17%; para o índice $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 34%; para o índice $LOLF_{Ope}$ um acréscimo de 1%; e para o índice $LOLD_{Ope}$ uma diminuição de 17%.

Um olhar global destes dados mostra que os valores de R_{oper} conseguidos com a simulação do caso base 1 mostrados na Tabela 16 ainda continuam sendo os valores mais adequados para este caso que expõe uma diminuição no recurso eólico. Já que o valor da R_S continua sendo o valor mais adequado encontrado na simulação do caso base.

Para a R_T olhamos como se tem um aumento de dois desvios padrões desde o valor mais adequado do VaR .

Note-se então que a diminuição no recurso eólico ocasiona um aumento no valor da R_T o que coincide com o exposto na literatura sobre dita reserva a qual é considerada como um suporte ou respaldo ao efeito variável que apresenta a geração eólica.

Seguinte são expostos os resultados para os índices de confiabilidade com um cenário de 120% de geração eólica, designado caso 10.

Ao conferir com o caso base 1 se encontra que para os índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se obtém uma diminuição de 17%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 18%; para o índice $LOLF_{Ope}$ uma redução de 10% e para o índice $LOLD_{Ope}$ uma diminuição de 8%.

Os resultados apresentados na Tabela 18 mostram como a variabilidade nos recursos eólicos tem um efeito na confiabilidade do SEE já que sua capacidade instalada é limitada; tendo um efeito positivo nos índices quando apresenta um cenário favorável e tendo um efeito negativo para os índices de confiabilidade do sistema teste quando exibe um cenário baixo.

São calculados os valores de R_{Ope} mais adequados para este caso, encontrando-se que para a R_S se tem um valor de 230 MW e para a R_T um valor de 260MW, chamado caso 14.

É importante olhar que ao conferir estes resultados com o caso 12 vemos que os resultados estimados nestes dois casos são os mesmos, no que respeita aos índices de confiabilidade e aos valores de R_{Ope} calculados.

A continuação é feita a simulação e feito os análises dos resultados com ditos valores.

Quando se faz a comparação com caso base 1 se encontra uma diminuição nos índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ de 8%; com respeito a os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ a redução é de 29%; com respeito ao índice $LOLF_{Ope}$ se estima um aumento de 29%; com respeito ao índice $LOLD_{Ope}$ a diminuição é de 29%.

Com respeito ao case base 1.1 temos que para o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ se encontra uma diminuição de 17%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 3%; para o índice $LOLF_{Ope}$ uma diminuição de 29%; e para o índice $LOLD_{Ope}$ um aumento de 17%.

Conferindo com o caso 10 se encontra que para o índice $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ um aumento de 11%; para os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ uma redução de 13%; para o índice $LOLF_{Ope}$ um aumento de 44%; e para o índice $LOLD_{Ope}$ um aumento de 17%.

Notem-se a redução dos índices de confiabilidade quando se compararam com respeito às diferentes casos simulados, encontrando-se que estes valores de RO apresentam um e dois desvios padrões de $\cong 45$ MW para a RS e RT respectivamente. Tem-se que ter em conta que para este caso o recurso eólico tem um aumento de 20% o qual ocasiona uma melhoria nos índices de confiabilidade. Por outra parte, se continua

verificando que com ditos aumentos do desvio padrão supracitado nas respectivas reservas, se obtém uma melhoria nos índices de confiabilidade como se pode observar nestes resultados e na Tabela 16.

Tabela 22. Verificação da necessidade de R3.

Caso Base 1	85MW	315MW	1.140MW
Índices	1,2463	380,36	
Caso Base 1.1	85MW	180MW	220MW
Índices	1,37695	278,88	
Caso UCTE 2	85MW	180MW	1.140MW
Índices	1,0032	252,42	

Caso 15	85	315	0
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	LOLD (h)
Normal	1,5417768	407,34147	1,45051155
Compara com caso UCTE 2	54%	61%	-15%
Comparação com caso base 1.	24%	7%	-27%
Caso 16	85	180	0
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	LOLD (h)
Normal	3,6044329	425,547696	0,70149476
Compara com caso UCTE 2	259%	69%	-59%
Comparação com caso base 1.	189%	12%	-65%
Comparação com caso 15	134%	4%	-52%
VAR e CVAR caso base 1.1	162%	53%	-42%

Na sequência é apresentado duas simulações para avaliar a necessidade da R_T onde são processados dois critérios de R_S de 315 e 180MW com a R_T de 0 MW, na Tabela 22 são apresentados os resultados.

Nessa tabela é apresentada as porcentagem de comparação com os diferentes casos simulados. Com isto a intenção é verificar a necessidade da R_T no valor mais adequado da R_{Oper} .

Também conferir o efeito da falta de esta parcela quando é realizado o processo de simulação só com o valor mais adequado de R_S .

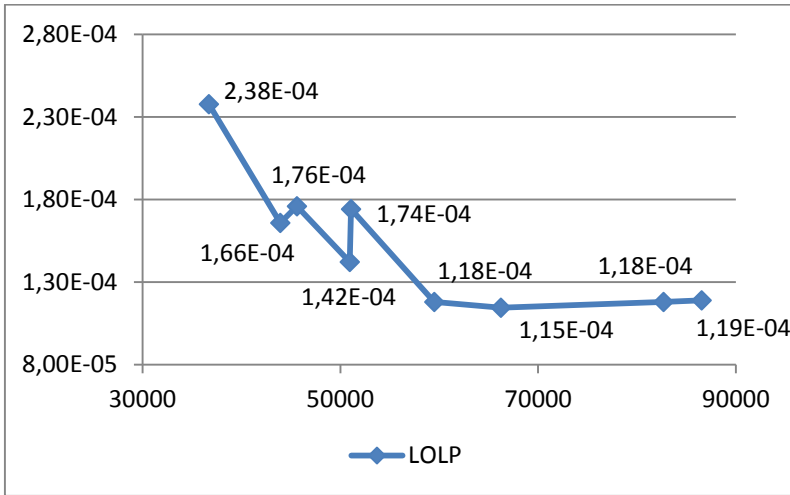
Além disso, avaliar quando incrementamos o valor da R_S e mantemos em zero o valor da R_T .

Note-se na Tabela 22 o aumento de forma geral nos índices de confiabilidade e a consequente diminuição da confiabilidade do SEE. Também é notado como o aumento da R_S diminui os índices e a porcentagem de diferencia; todo depende da disponibilidade de este tipo de reserva no conjunto de geradores do SEE e nas políticas de definição das reservas das empresas de geração.

Já quando se compara com a R_{Oper} mais adequada de 400MW o valor continua sendo maior e assim com os demais critérios (Observa-se a comparação na Tabela 22). Enxerga-se como o valor da R_{Oper} mais adequada coincide com o valor da unidade maior do conjunto de geradores do SEE que neste caso são os geradores de tecnologia nuclear.

A continuação é apresentado uma curva que mostra como é a variação do índice $LOLP_{Ope}$ com o tempo de simulação.

Figura 42. Variação do índice $LOLP_{Ope}$ com respeito ao tempo de convergência do processo de simulação.

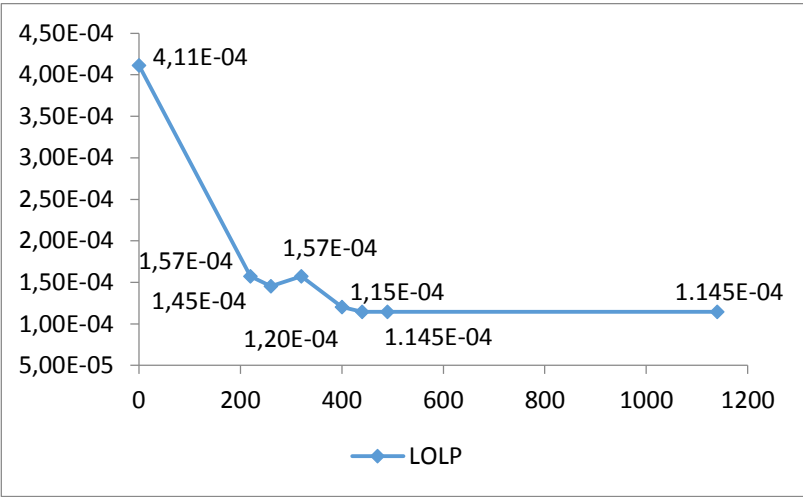


Note-se como os valores menores da $LOLP_{Ope}$ coincidem com os maiores tempos de simulação.

Igualmente quando é feito o desenho da curva do índice $EPNS_{Ope}$ se olha o efeito dos valores menores coincidentes com os maiores tempos de simulação. Indicando nestes casos que o sistema é mais confiável e a procura da convergência é mais devagar.

Na busca do valor mais adequado da reserva operacional do SEE teste é encontrado que variando a R_T desde zero até o valor máximo de R_T disponível no parque gerador do sistema teste, assim como deixando o parâmetro da R_S constante em seu valor mais adequado de 180 MW e mantendo as mesmas condições no cenário normal; é encontrado que o valor do índice $LOLP_{Ope}$ começa a descer até alcançar um valor de saturação que não está muito longe do valor de $LOLP_{Ope}$ do R_{Ope} mais adequado. O que indica que se devem modelar outros cenários ou condições para obter uma melhor representação na exploração global da R_{Ope} do SEE e poder caracterizar de uma forma mais global o SEE em quanto a sua reserva.

Figura 43. Variação do índice $LOLP_{OPE}$ com respeito a R_O . Incrementando a R_T e deixando constante a R_S em 180 MW. Incerteza da carga 1%.

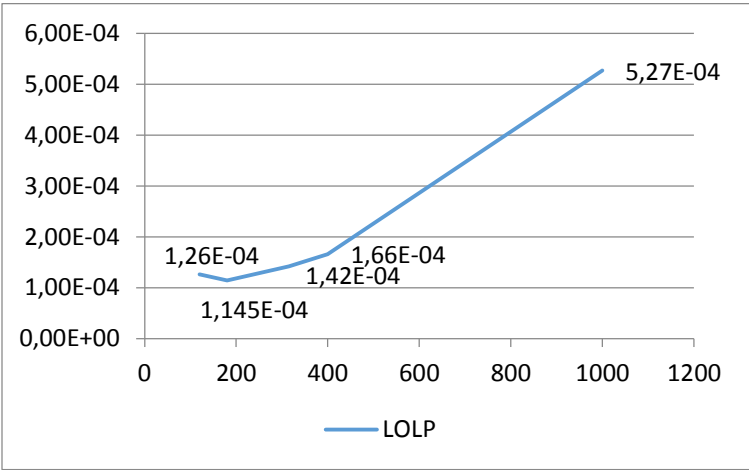


Na sequência é apresentada na Figura 44 a variação do índice $LOLP_{Ope}$ quando é variado o valor da R_S nos seguintes valores {120, 180, 315, 400, 1000 MW}. Incerteza da carga 1%.

Note-se na Figura 44 que o índice $LOLP_{Ope}$ atinge um valor mínimo quando é modificada a R_S mantendo a R_T em o valor máximo disponível de unidades de geração no SEE. Esse valor mínimo coincide com o valor mais adequado encontrado como VaR ou R_S mais adequada para este cenário.

O que indicaria que realizando uma sequencia de simulações é possível encontrar os valores adequados da R_{Oper} , caso não seja possível obter as distribuições de probabilidade das variáveis inseridas no procedimento de simulação, mas, seria uma busca dispendioso.

Figura 44. Variação do índice LOLP_{OPE} com respeito a R_{Oper}. Variação da R_S deixando constante a R_T em 1.140 MW. Incerteza da carga 1%.



A continuação é apresentado alguns simulações aumentando a incerteza da carga no curto prazo, e assim enxergar melhor o efeito desta incerteza no processo estocástico.

4.4.4 Simulação com incerteza na carga de 2% e 1% para curto e longo prazo respectivamente.

Inicialmente começamos com o caso base para olhar sua variação e determinar um ponto de comparação.

Simulação considerando R1 = 85 - R2 = 315 - R3 = 1.140 MW incerteza na carga de 2% e 1% para curto e longo prazo, caso 17.

Apresenta-se na Tabela 23 os resultados para o caso base com o aumento da incerteza na carga de curto prazo. Com o objetivo de comparar e representar melhor o efeito desta incerteza, além disso, os modelos de previsão de carga apresentam erros de 1 e 2 % o que leva a ter em conta isto para o processo de simulação e caracterizar de uma maneira mais adequada o SEE.

Tabela 23. Simulação com incertezas na carga de 2 e 1% de curto e longo prazo respectivamente. Caso 17) caso inicial, Caso18) R_{Oper} obtida do caso 17. Caso Base 1 com incerteza na carga de 1%.

Caso Base 1			
	85MW	315MW	1.140MW
Índices	1,2463	380,36	

Caso 17			
	85	315	1140
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	
Normal	1.7210410	597.899426	
Comparação com caso base 1.	38%	57%	

Caso 18			
	85	290	370
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	
Normal	1.6965769	563.837802	
Comparação com caso base 1	36%	48%	
Comparação com caso 17	-1%	-6%	

Tabela 24. Simulação com incertezas na carga de 2 e 1% de curto e longo prazo respectivamente. Caso 19) caso inicial, Caso20) R_{Oper} obtida do caso 17. Caso Base 1 com incerteza na carga de 1%.

Caso Base 1			
85MW 315MW 1.140MW			
índices	1,2463	380,36	

Caso 19	85	400	1140
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	
Normal	1.957606	735.339392	
Comparação com caso base 1	57%	93%	
Comparação com caso 17	14%	23%	
Caso 20	85	300	390
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh/y)	
Normal	1.686994	575.886119	
Comparação com caso base 1	35%	51%	
VAR e CVAR del caso 18	-1%	2%	
Comparação com caso 19	-14%	-22%	

Tabela 25. Simulação com incertezas na carga de 2 e 1% de curto e longo prazo respectivamente. Caso 21) caso inicial, Caso22) R_{Oper} obtida do caso 17. Caso Base 1 com incerteza na carga de 1%.

Caso Base 1			
85MW 315MW 1.140MW			
índices	1,2463	380,36	

Caso 21	85	180	1140
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh /y)	
Normal	1.7723218	437.339954	
Comparação com caso base 1	42%	15%	
Comparação com caso 18	3%	-27%	

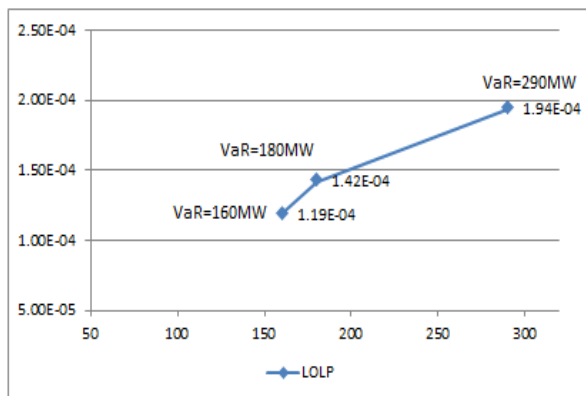
Caso 22	85	310	370
Cenário	LOLE (h/y)	EENS (MWh /y)	
Normal	1.7325091	592.764151	
Comparação com caso base 1	39%	56%	
VAR e CVAR del caso 18	2%	5%	
Comparação com caso 21	-2%	36%	

Quando se faz a comparação com o caso base 1, (ver Tabela 23), se encontra um aumento nos índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ de 38%; com respeito a os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ o incremento é de 57%; com respeito ao índice $LOLF_{Ope}$ se estima um aumento de 79%; com respeito ao índice $LOLD_{Ope}$ a diminuição é de 23%.

Note-se na Figura 45 o aumento nos índices de confiabilidade quando é acrescentada a incerteza de curto prazo da carga. O que mostra a relevância de um bom modelo de simulação, já que se observa na Figura 45 que com a incerteza na carga de 2 e 1 % para curto e longo prazo respectivamente com um VaR de 290MW o incremento é de 81% no valor do VaR ou R_s , que quando se tem incerteza de 0 e 0 % cujo VaR é 160MW. O VaR para o caso de incerteza de 1 e 1 % é de 180MW com um incremento de 13% sobre o caso base sem incertezas. Observa-se na Figura 45 a não linearidade do processo.

Quando é calculado o VaR e o $CVaR$ se obtém uns valores de 290MW para a R_s e 370MW para a R_T , caso 18.

Figura 45. Variação incremental do VaR e LOLP com o aumento da incerteza na carga para o caso base. $R_1=85$, $R_2=315$ e $R_3=1.140$ MW.



Quando se faz a comparação do caso 18 com o caso base 1 apresentado na tabela 23, se encontra um aumento nos índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ de 36%; com respeito a os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ o incremento é de 48%; com respeito ao índice $LOLF_{Ope}$ se estima um aumento de 83%; com respeito ao índice $LOLD_{Ope}$ a diminuição é de 26%.

Com respeito o caso 17, se obtém nos índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ uma redução de 1%; com respeito a os índices $EPNS_{Ope}$ e

EENS_{Ope} uma diminuição de 6%; com respeito ao índice LOLF_{Ope} se estima um aumento de 2%; com respeito ao índice LOLD_{Ope} a diminuição é de 4%.

A continuação é apresentado os resultados para os critérios da maior unidade e utilização da formula da UCTE para o calculo da R_S (Ver Tabela 24 - Tabela 25).

Quando se compara o caso 19 com respeito o caso 17 se obtém nos índices LOLP_{Ope} e LOLE_{Ope} um aumento de 14%; com respeito a os índices EPNS_{Ope} e EENS_{Ope} um acréscimo 23%; com respeito ao índice LOLF_{Ope} se estima um aumento de 10%; com respeito ao índice LOLD_{Ope} um aumento de 4%.

Quando é estimado o VaR e o $CVaR$ se obtém uns valores de 300MW para a R_S e 390MW para a R_T , caso 20.

Quando se faz a comparação com o caso base 1, se encontra um aumento nos índices LOLP_{Ope} e LOLE_{Ope} de 35%; com respeito a os índices EPNS_{Ope} e EENS_{Ope} o incremento é de 51%; com respeito ao índice LOLF_{Ope} se estima um aumento de 77%; com respeito ao índice LOLD_{Ope} a diminuição é de 24%.

Conferindo-se com o caso 18 se obtém nos índices LOLP_{Ope} e LOLE_{Ope} uma redução de 1%; com respeito a os índices EPNS_{Ope} e EENS_{Ope} um acréscimo de 2%; com respeito ao índice LOLF_{Ope} se estima uma redução de 3%; com respeito ao índice LOLD_{Ope} um aumento de 3%.

Com respeito o caso 19 se obtém nos índices LOLP_{Ope} e LOLE_{Ope} uma redução de 14%; com respeito a os índices EPNS_{Ope} e EENS_{Ope} uma diminuição de 22%; com respeito ao índice LOLF_{Ope} se estima uma redução de 10%; com respeito ao índice LOLD_{Ope} a diminuição é de 5%.

Na sequência é apresentado o análises respectivo do critério da UCTE apresentado na Tabela 25, designado como caso 21.

Quando se compara com respeito a caso base 1 se obtém nos índices LOLP_{Ope} e LOLE_{Ope} um aumento de 3%; com respeito a os índices EPNS_{Ope} e EENS_{Ope} uma diminuição de 27%; com respeito ao índice LOLF_{Ope} se estima um aumento de 35%; com respeito ao índice LOLD_{Ope} uma diminuição de 24%.

Quando é estimado o VaR e o $CVaR$ se obtém uns valores de 310MW para a R_S e 370MW para a R_T , caso 22.

Quando se faz a comparação com o caso base 1, se encontra um aumento nos índices LOLP_{Ope} e LOLE_{Ope} de 39%; com respeito a os índices EPNS_{Ope} e EENS_{Ope} o incremento é de 56%; com respeito ao

índice $LOLF_{Ope}$ se estima um aumento de 84%; com respeito ao índice $LOLD_{Ope}$ a diminuição é de 24%.

Conferindo-se com o caso 18 se obtém nos índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ um leve aumento de 2%; com respeito a os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ um acréscimo de 5%; com respeito ao índice $LOLF_{Ope}$ se estima um 0%; com respeito ao índice $LOLD_{Ope}$ um aumento de 2%.

Com respeito o caso 21 se obtém nos índices $LOLP_{Ope}$ e $LOLE_{Ope}$ uma redução de 2%; com respeito a os índices $EPNS_{Ope}$ e $EENS_{Ope}$ um aumento de 36%; com respeito ao índice $LOLF_{Ope}$ se estima uma redução de 24%; com respeito ao índice $LOLD_{Ope}$ um acréscimo de 29%.

Notem-se então nas Tabela 23, Tabela 24, Tabela 25 como o aumento da incerteza na carga faz com que os índices de confiabilidade se acrescentem indicando a clara relevância que tem dita incerteza de curto prazo no modelamento do problema de reservas.

Além disso, para o modelamento do problema quando se incrementa a incertezas a 2 e 1 % para a incerteza na carga, os valores de reserva mais adequados oscilam entre 290 – 310 MW para a RS e para a RT um valor de 370 – 390 MW, apresentando um valor esperado de 80MW e com um desvio padrão nas distribuições oscilando em 70 MW.

A continuação é mostrado um pequeno análises de custos que dará uma mostra da possível diferencia nos preços dos valores das reservas do SEE.

4.4.5 Breve análises de custos das reservas.

Pretende-se de uma forma breve apresentar com um pequeno análises econômico a poupança que geraria ou a expectativa da economia ao aplicar a metodologia aqui supracitada.

Assim continuar mostrando vantagens de sua aplicação no que respeita na procura das reservas de um SEE com elevadas parcelas de geração eólica.

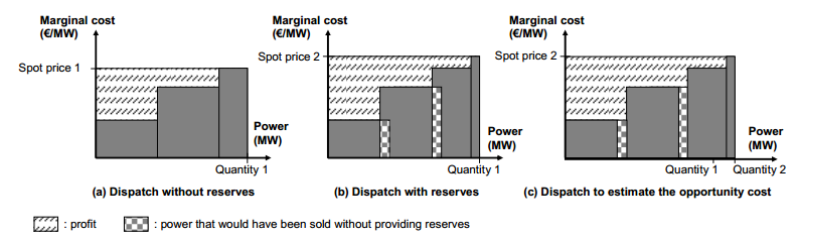
Com isto se pode enxergar melhor a poupança que geraria um estudo de reservas mais preciso, onde se procura atender uma redundancia no parque gerador que aporte a confiabilidade que o sistema necessita, mas, a um custo econômico.

Já que com a exploração global que se realiza e tendo em conta a inerente estocasticidade, variabilidade é incertezas do processo o método probabilístico aqui implementado e a utilização das métricas de

risco dará uma mais concisa avaliação do SEE no que concerne a procura e exploração das reservas.

A continuação é mostrado o analises para três casos que pousem inicialmente os seguintes valores:

Figura 46. Custo de despacho com e sem reservas.



Fonte: (REBOURS, 2008).

Note-se na Figura 46 a grande diferenca que se enxerga quando é acrescentado o despacho econômico das unidades de geração ou unit comminment com a parcela concernente as reservas do SEE.

Tabela 26 Diferentes casos para fazer analises econômico das reservas.

Caso 1.		Quantidade de Reserva	
R1	85	R1	85
R2	180	$R2=VaR$	180
R3	1140	$R3= CVaR$	220
Caso 2.		Quantidade de Reserva	
R1	85	R1	85
R2	315	$R2=VaR$	180
R3	1140	$R3= CVaR$	220
Caso 3.		Quantidade de Reserva	
R1	85	R1	85
R2	400	$R2=VaR$	220
R3	1140	$R3= CVaR$	300

Tabela 27 Avaliação para caso 1.

R1= 5 R/MWh	R2= 2 R/MWh	U20= 44,26 R/MWh	
		U50=0 R/MWh	
Disponibilidade de Unidades para R3			
U20	12 UND	U20	6 UND
U50	18 UND	U50	2 UND
Quantidade de Reserva			
R1	85	R1	85
R2	180	R2=VaR	180
R3	1.140	R3= CVaR	220
Custo da reserva	11.407,4	R/h	6.096,2
	Caso 1	24 horas	Caso 2
	273.777,6	Reales	146.308,8
Diferencia paupada em 24 Horas		5.311,2	R/h
		127.468,8	Reales

Tabela 28 Avaliação para caso 2.

R1= 5 R/MWh	R2= 2 R/MWh	U20= 44,26 R/MWh	
		U50=0 R/MWh	
Disponibilidade de Unidades para R3			
U20	12 UND	U20	10 UND
U50	18 UND	U50	2 UND
Quantidade de Reserva			
R1	85	R1	85
R2	315	R2=VaR	180
R3	1.140	R3= CVaR	220
Custo da reserva	11.677,4	R/h	6.096,2
	Caso 1	24 horas	Caso 2
	280.257,6	Reales	146.308,8
Diferencia paupada em 24 Horas		5.581.2	R/h
		133.948,8	Reales

Tabela 29 Avaliação para caso 3.

R1= 5 R/MWh	R2= 2 R/MWh	U20= 44,26 R/MWh	
		U50=0 R/MWh	
Disponibilidade de Unidades para R3			
U20	12 UND	U20	10 UND
U50	18 UND	U50	2 UND
Quantidade de Reserva			
R1	85	R1	85
R2	400	R2= VaR	220
R3	1.140	R3= CVaR	300
Custo da reserva	11.847,4	R/h	9.717
	Caso 1	24 horas	Caso 2
	284.337,6	Reales	233.208
Diferencia paupada em 24 Horas		2.130,4	R/h
		51.129,6	Reales

Notem-se nas Tabela 27; Tabela 28; Tabela 29 os valores da reserva mais adequada que foram estimados no processo de simulação, em todos os casos ditos valores são menores que os requeridos no caso inicial.

A continuação é apresentando uma breve descrição dos sistemas de Portugal e do sistema da Espanha para o ano 2013. Lugares onde a utilização da geração renovável em especial a eólica tem um papel muito relevante para o fornecimento da carga elétrica.

4.4.6 Sistemas de geração reais

A continuação é feita uma breve descrição dos sistemas de geração de Portugal e da Espanha com o objetivo de que seja utilizada em trabalhos futuros onde possa ser avaliados ditos sistemas.

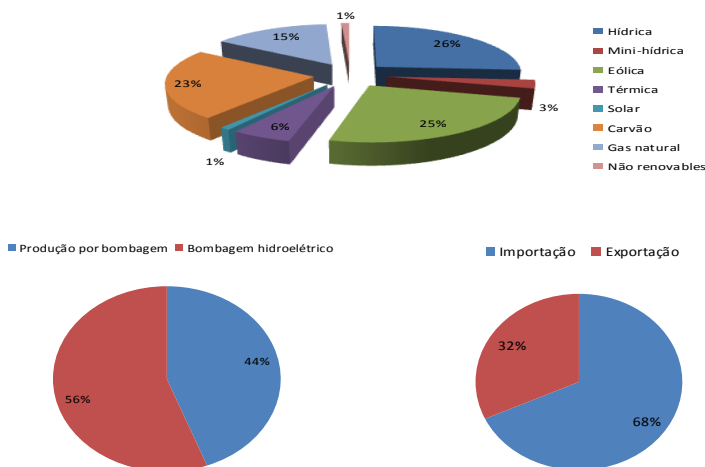
Sistema de geração de Portugal SGP - 2013.

No ano 2013, o sistema de geração de Portugal tinha perto de 18 GW de capacidade instalada, em que mais de 57% foi produzido pelas

fontes renováveis, considerando-se um ano muito importante por tal motivo. Desse valor o 29% consistia em usinas hidroelétricas, e o 25% foi causado pelo recurso eólico, ou que de fato leva a Portugal como uns dos países europeus com grande implantação de fontes de energia renováveis.

A geração não renovável foi de 37%, determinada por uma geração a carvão que significou o 22%, e com destaque para a tecnologia de gás natural (15%); além disso, a potência restante foram entregas ou recebidas pelas interligações para um saldo importador de 6%, os dois últimos balances tem vindo a aumentar de forma significativa, do mesmo modo como a produção hidroelétrica, principalmente devido à flexibilidade do sistema que precisa lidar com as variações das fontes intermitentes, maiormente a eólica (REN, 2013).

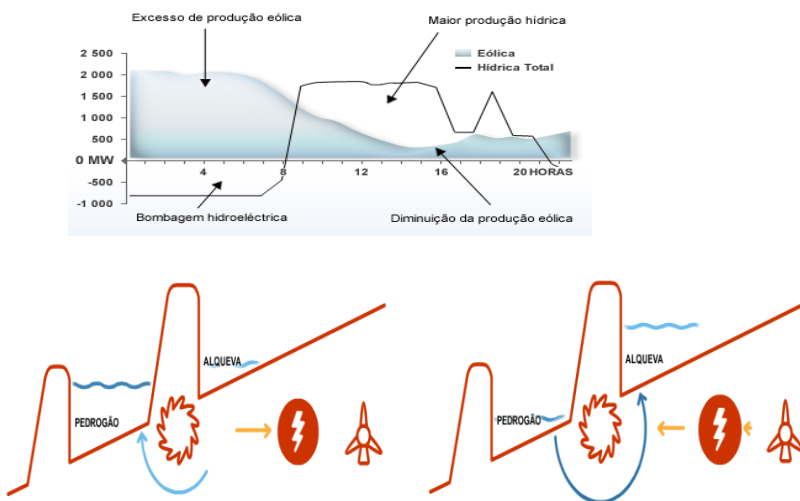
Figura 47. a) Participação das tecnologias de geração em Portugal - 2013 (%).
b) Produção por bombagem e saldo importador.



Por outra parte, observe-se na Figura 47 o aproveitamento da energia eólica na bombagem hidroelétrica, aonde é aplicado o excesso de capacidade de produção de eletricidade em períodos de baixo consumo para transferir eletricidade de uns períodos para outros, através da bombagem de água de um reservatório inferior para um seguinte situado a uma altura mais elevada; o que leva ao não desperdício deste

recurso nas horas em que ele é mais abundante, nas horas da noite (PEÇAS LOPES, 2012).

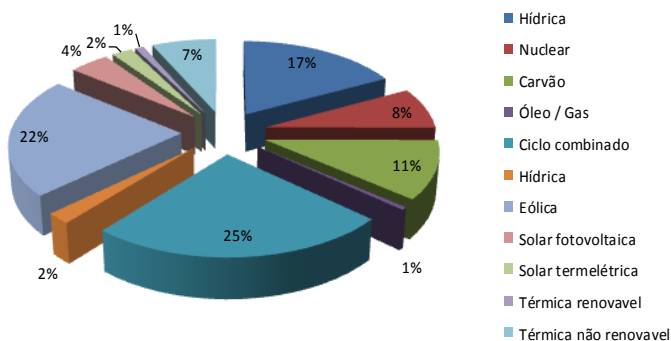
Figura 48. a) Excesso de produção eólica. b) Bombagem hidroelétrica



Sistema de geração de Espanha SGE - 2013.

Espanha encerra o ano 2013 com um sistema de geração de 102.395 MW de capacidade instalada, 699 MW (0.7 %) a mais que no final do ano 2012. Com um aumento de capacidade relativamente menor do que os últimos anos e os quais foram localizados fundamentalmente em novas instalações solares (350 MW termelétrica e 103 MW de fotovoltaica) e eólicas 237 MW. As variações de potência no resto das tecnologias que compõem as instalações de geração eram nulas ou insignificantes para o ano 2013, (REE, 2015).

Figura 49. a) Participação das tecnologias de geração em Espanha - 2013 (%).



Assim, a cobertura da demanda peninsular foi determinada principalmente pelos recursos altos da água e do bom comportamento da eólica. Notavelmente, a eólica, com uma quota de 21,2% (18,1% em 2012) ficou em primeiro lugar na liderança com nuclear (que reduziu a sua participação em torno de um ponto em relação ao ano anterior) cobrindo 42,4% entre os dois a demanda peninsular. A hidráulica duplicou a sua contribuição (14,2% em 2013, em comparação com 7,7% em 2012), enquanto a participação dos grupos a carvão e ciclo combinado diminuiu respectivamente 14,6% e 9,5% (19,3% e 14,1% em 2012). Outras tecnologias, que cobrem juntos os restantes 19,3% da demanda, mantiveram-se com uma participação semelhante ou com pouca variação com respeito ao ano anterior (2012), (REE, 2015).

Note-se na Figura 49 que o conjunto de energias consideradas renováveis tem reforçado um ano mais o papel de destaque no fornecimento da demanda. No 2013 ditas energias, favorecidas pela abundante oferta de água em todo o ano, marcaram um recorde em cobrir a demanda peninsular a atingir uma participação no mercado de 42,2%, mais de 10 pontos ao respeito do 2012 e igualmente quase 7 pontos de aumento em comparação no ano 2010, ano de elevada geração hidrelétrica. O que leva a uma diminuição considerável das emissões de CO_2 do setor elétrico peninsular.

No entanto, para quando o sistema não tem elevada produção de eletricidade das centrais hidrelétricas, algumas das quais tem a capacidade de assumir a carga num tempo mínimo e para preservar a

flexibilidade de geração e de lidar com as variações do vento, numa quantidade de 25% da capacidade de geração instalada vem das centrais de ciclo combinado.

5 RECOMENDAÇÕES, CONCLUSÕES Y TRABALHOS FUTUROS.

A continuação é apresentado uns breves recomendações, conclusões e trabalhos futuros que serviram como um aporte para continuar com o desenvolvimento e investigação para outros trabalhos no concernente as reservas de um SEE.

5.1 RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se o uso desta metodologia para a exploração das reservas de um sistema de potência que precise avaliar seu sistema de geração atual e desenhar o seu sistema de geração futuro no referente ao tipo de tecnologia que este precise para a introdução de grandes quantidades de geração renovável.

5.2 CONCLUSÕES

Com a aceitação do inerente risco na operação dos SEE é possível a introdução do conceito do VaR e o $CVaR$ na avaliação da R_{Oper} .

Verifica-se com uma boa quantidade de simulações a efetividade da metodologia aqui proposta e da aceitação da inerente estocasticidade dos SEE assim como o risco que nele existe.

Além disso, quando se faz uma análise mais detalhada da operação do SEE os resultados serão ainda mais precisos que com só a aplicação de critérios determinísticos. Ressalta-se que no presente análises é combinado o enfoque probabilístico com o enfoque determinístico e heurístico o que gera uma avaliação e exploração da reserva operacional mais completa.

Constata-se que o método da persistência é adequado no concernente à avaliação da reserva operacional de longo prazo, já que seu intervalo de precisão esta entre 3 e 6 horas e nosso intervalo de avaliação são de 1 hora o qual não esta muito longe de este intervalo. Por sua vez para estes valores de tempo de previsão da potencia eólica a distribuição pode se assumir para ser normal.

No enfoque Monte Carlo, todas suas amostras geradas desde uma distribuição uniforme tem a mesma probabilidade de ocorrências o que segura que ao final o valor esperado é a media da distribuição de probabilidade.

A metodologia aqui proposta depende em elevada quantidade do tipo de tecnologia que exista no parque gerador, ou seja, da flexibilidade

que esta pausa. Em qualquer caso esta serve como apoio no concernente às definições da reserva do SEE.

5.3 TRABALHOS FUTUROS

- Modelar outros tipos de fontes renováveis, como solar.
- Modelar o efeito das capacidades reduzidas das unidades geradoras.
- Considerar tempo menor para as unidades que farão parte da reserva terciária.
- Aplicar ao sistema Brasileiro, ou qualquer sistema de geração real (por exemplo Portugal, Espanha).
- Utilizar serie de vento de 10 min e comparar com o efeito que apresentam as séries de 1 hora
- Calcular valor mais adequado da R_{Oper} para cada hora do dia.
- Modelar considerando só as séries para o cenário ruim das series eólicas e as séries hídricas.
- Verificar análises com os índices well-being.
- Avaliar e estimar a quantidade de perda de energia renovável.
- Introducir o efeito do mantimento.
- Aplicar índices para a reserva terciária apresentados em (LEITE DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010).
- Verificar modelo do comportamento da potência eólica por médio da distribuição weibull.
- Implementar um despacho ótimo das unidades de geração para comparar com o despacho baseado na lista de ordem de mérito, além de que se poderiam comparar preços de despacho com e sem reservas.
- Introducir o enfoque Croos-entropy para quando são necessários só os índices de confiabilidade, já que o MCS é devagar.
- Introducir o calculo da potência dos geradores hidráulicos por médio da sua função polinomial.
- Introducir efeito da variação dos recursos primários e o efeito que teria nos reservatórios em cascada no despacho ótimo.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; ABDEL-GAWAD, N. M. K. The IEEE Reliability Test System - extensions to and evaluation of the generating system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. PWRS-1, n. 4, NOVEMBRO 1986.

ANSTINE, L. et al. Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection. **IEEE Trans.**, v. 82, n. 68, p. 726-735, 1963.

ARFUX, G. A. **Definição de estratégia de comercialização de energia elétrica via métodos d otimização estocastica e análise integrada de risco**:.Dissertação. Florianópolis: [s.n.], 2011.

ARTZNER ET AL 1999: ARFUX, G. A. **Definição de estratégia de comercialização de energia elétrica via métodos de otimização estocastica**. Florianópolis: [s.n.], 2011.

BANAKAR, H.; LUO, C.; TECK O., B. Impacts of wind power minute to minute variations on power system operation. **IEEE transactions on power systems** , v. 23, n. 1, Fevereiro 2005.

BILLINTON, ; LI,. **Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo methods**. [S.l.]: Plenum Press, 1994.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. **Reliability Evaluation of Power Systems**. Segunda. ed. [S.l.]: Plenum Press, 1996.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems**. Segunda. ed. [S.l.]: Springer Science+Business Media, LLC, 1992.

BILLINTON, R.; CHOWDHURY, N. Operating Reserve Assessment in Interconnected Generating Systems. **IEEE Trans. on Power Sytems**, v. 3, n. 4, p. 1479-1487, Novembro 1988.

BREMERMAN, L. E. **Impact Evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply**.Tese PhD. Faculty of Engineering of University of Porto. Porto, p. 240. 2014.

BREMERMAN, L. et al. Electric vehicle models for evaluating the security of supply. **Electric Power Systems Research**, n. 111, p. 32-39, Fevereiro 2014.

DECKER, B. U. **Um modelo de otimização estocástico para apoio á decisão na comercialização de energia elétrica de pequenas centrais hidrelétricas com técnicas de aversão ao risco**:.Dissertação. Florianópolis: [s.n.], 2014.

DUQUE FERNANDES, R. J. **Adequação da Reserva em Sistemas com Elevada Integração de Produção Eólica**:.Dissertação mestrado. Porto: [s.n.], 2009.

E.ON NETZ. **Wind Report**. E.ON. Bayreuth, p. 24. 2005.

EHSANI, A. et al. A Comparison of Deterministic and Probabilistic methods for Determining the Required Amount of Spinning Reserve. **World Academy of Science, Engineering and Technology** 60, p. 6, 2009.

FABBRI, A. et al. Assessment the cost associated with wind generation errors in a liberalized electricity market. **IEEE transactions on power systems**, v. 20, n. 3, Agosto 2005.

FONSECA, E. **Analytical Reserve Evaluation Using Probability Distribution**. FEUP. Porto, p. 83. 2013.

FREIRE, L. **Modelo de comercialização de energia renovável no ambiente de contratação livre via teoria de jogos cooperativos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2013.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report - Annual Market Update**. [S.l.]. 2014.

GONZALES, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M. Reliability assessment of time-dependent systems via sequential cross-entropy monte carlo simulation. **IEEE transactions on power systems**, p. 9, Janeiro 2011.

GRIGG, C. et al. The IEEE Reliability Test System - 1996. a report prepared by the Reliability Test System Task Force of the application of probability methods subcommittee. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1010;1020, agosto 1999.

GWEC. Global Wind Report 2014, 2014.

HODGE, B. M.; ELA, E.; MILLIGAN, M. Characterizing and modeling wind power forecast errors from operational systems for use in wind integration planning studies. **Wind Engineering**, v. 36, n. 5, 2012.

HODGE, B.-M. et al. Wind power forecasting error distributions: An international comparison. **NREL- Annual international workshop on large-scale integration of wind power into power systems** , Lisboa, Novembro 2012.

HODGE, B.-M.; MILLIGAN, M. Wind power forecasting error distributions over multiple timescales. **NREL - Power & Energy Society General Meeting**, Detroit, July 2011.

HOLTTINEN, H. Impact of hourly wind power variations on the system operation in the nordic countries. **Interscience**, p. 22, setembro 2004.

HOLTTINEN, H. et al. **Final report, phase one. Design and operation of power systems with large amounts of wind power**. IEA Wind Task. [S.l.], p. 239. 2006-2008. (VTT2493).

JAPPE, G. A. T. **Un modelo para gestão de risco de geradores hidrelétricos sob despacho centralizado**. Dissertação. Florianópolis: [s.n.], 2014.

JORION 2008: QUEIROZ, A. K. **Sistema de suporte às estratégias de comercialização de energia elétrica**. Florianópolis: [s.n.], 2010.

KHAN, M.; BILLINTON, R. Composite System Spinning Reserve Assessment in Interconnected Systems. **IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.**, v. 142, n. 2, p. 305-309, Maio 1995.

KIMURA, H. et al. **Value at Risk**: Como entender e calcular o risco pelo VaR. Ribeirão Preto: Inside Books Editora LTDA, 2009.

KIRSCHEN, D. S. et al. Optimizing the Flexibility of a Portfolio of Generating Plants to Deal with Wind Generation. **IEEE**, 2011.

LARROYD, P. V. **Comparação de políticas com aversão a risco para o planejamento da operação hidrotérmica de médio prazo**. Florianópolis: [s.n.], 2012.

LEAL, S. **Integrating Short-Circuit Analysis in Distribution System Adequacy Evaluation using Sequential Monte Carlo Simulation.** Porto: [s.n.], 2014.

LEITE DA SILVA [44]: BREMERMAN, L. E. **Impact evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply.** Faculty of Engineering of University of Porto. Porto, p. 240. 2014.

LEITE DA SILVA, A. et al. Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements With Renewable Sources. **IEEE TRANS. ON POWER SYSTEMS**, v. 25, n. 1, p. 106-116, FEBREIRO 2010.

LEITE DA SILVA, A. et al. Long term evaluation of operating reserve with high penetration of renewable energy sources. **IEEE**, p. 7, 2011.

LEITE DA SILVA, A. M.; MELO, A. C. G.; CUNHA, S. H. F. "Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems". **IEEE Proceeding - Generation, Transmission and Distribution**, v. 138, p. 94-102, 1991.

LEITE DA SILVA, A.; ALVAREZ., G. Operating Reserve Capacity Requirements and Pricing in Deregulated Markets Using Probabilistic Techniques. **IET Gener. Transm. Distrib.**, v. 1, n. 3, p. 439-446, Maio 2007.

MATOS, M. A.; BESSA, R. J. Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts. **IEEE transactions on power systems**, v. 26, n. 2, 2011.

MATOS, M. et al. Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. **International**

Journal of Electrical Power and Energy Systems, n. 31, p. 562-569, 2009.

MELLO [51]: BREMERMAN, L. E. **Impact Evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply.** Teses. Faculty of Engineering of University of Porto. Porto, p. 240. 2014.

MELO, A. **Avaliação da confiabilidade da capacidade de geração através do método de frequência e duração.** PUC-Rio. [S.l.]. 1986.

MENEZES R., M.; BENETTI, M. **Elementos de Confiabilidade de Equipamentos e Sistemas.** Unversidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 100. 2011.

MONTEIRO, et al. **2009, Wind Power Forecasting: State-of-the-Art.** Argonne National Laboratory. Chicago, p. 216. 2009. (ANL/DIS-10-1).

NERC. North American Electric Reliability Corporation. "NERC Operating Manual", Agosto 2014. Disponível em: <<http://www.nerc.com>>. Acesso em: Fevereiro 2015.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. "Submódulo 10.6. Controle da Geração em Operação Normal", 15 SETEMBRO 2010. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 5 FEVEREIRO 2015.

PEÇAS LOPES, J. A. INESCTEC, 2012. Disponível em: <<http://www.inesctec.pt/cpes/noticias-eventos/nos-na-imprensa/o-que-e-a-bombagem-hidroelectrica-e-quais-os-seus-beneficios/>>. Acesso em: 9 Abril 2015.

QUEIROZ, A. K. **Sistema de suporte às estratégias de comercialização de energia elétrica**. Florianópolis: [s.n.], 2010.

REBOURS, Y. **A comprehensive assessment of markets for frequency and voltage control ancillary services**. Teses. [S.l.]: [s.n.], 2008.

REBOURS, Y.; KIRSCHEN, D. **A survey of definition and specifications of reserve services**. The University of Manchester. Manchester, p. 38. 2005.

REE. Red Electrica de España, 2015. Disponível em: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2013>>. Acesso em: 14 Abril 2015.

REN. **Dados Técnicos**. Redes Energeticas Nacionais, SGPS, S.A. www.ren.pt. Lisboa, p. 36. 2013.

ROSA, M. A. D. **Agent-based Technology Applied to Power Systems Reliability**. Tese. PORTO: [s.n.], 2009.

ROSA, M. et al. Operational reserve assessment considering wind power fluctuations in power systems. In: **SPRINGER Handbook of Wind Power Systems Energy Systems**. [S.l.]: [s.n.], 2013. p. 379-411.

ROSA, M. et al. Operational reserve assessment considering wind power fluctuations in power systems. In: **PARDALOS, P., et al. Handbook of wind power systems**. [S.l.]: [s.n.], 2014. p. 379-411.

SALES, W. **Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica**. Tese. [S.l.]: [s.n.], 2009.

SUBCOMMITTEE P.M. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-98, n. 6, p. 2047-2054, NOV/DEC 1979.

UCPTE1991: REBOURS, Y. **A comprehensive assessment of markets for frequency and voltage control ancillary services**. Teses. [S.l.]: [s.n.], 2008.

UCTE APPENDIX 1. **ENTSOE - Policies P1. load frequency control and performance**. UCTE. [S.l.]. 2004.

UCTE OPERATING HANDBOOK. ENTSOE - Policies P1. load frequency control and performance, Março 2009. Disponível em: <<https://www.entsoe.eu>>.

WANG, X.; GUO, P.; HUANG, X. A review of wind power forecasting models. **Sciencedirect-Energy Procedia**, v. 12, p. 770-778, Setembro 2011.

WONG, K. O.; SAHA, T. K.; DONG, Z. Y. Evaluation of new generation entry in a deregulated electricity market. **IEEE**, 2007.

ZHONG, J.; WU, F. F. Operating reserve value at risk. **IEEE**, 2006.